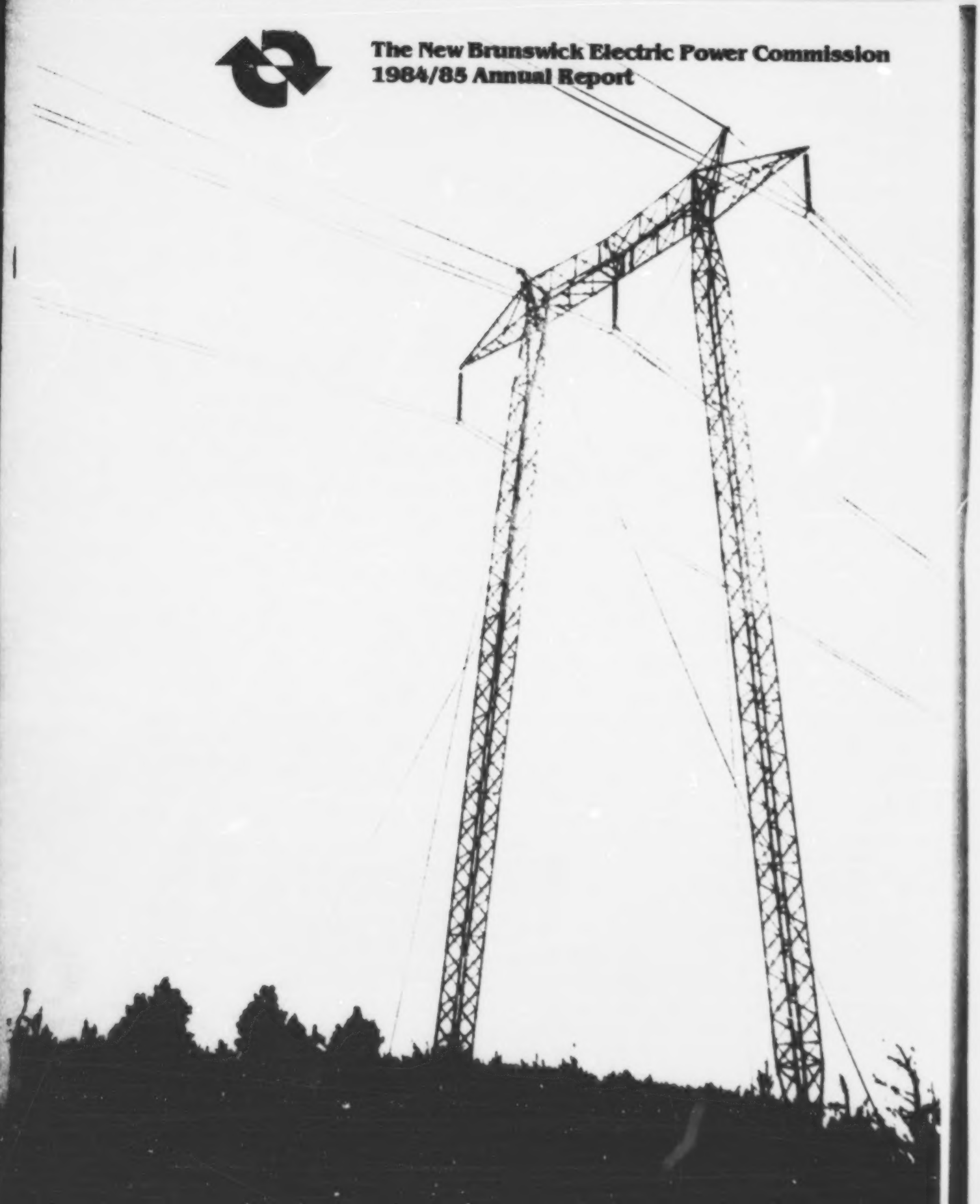
The New Brunswick Electric Power Commission
1984/85 Annual Report



24 June 1985

To His Honour G.F. Stanley
Lieutenant Governor of New Brunswick

May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended 31 March 1985.

Respectfully submitted,

Leland W. McGaw, Chairman
The New Brunswick Electric Power Commission

Hon. Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager

Comments

A continued high level of load growth, improved financial results, exemplary performance by the Point Lepreau Generating Station, a new interconnection with Hydro-Québec and continued efforts to reduce the impact of oil in the electricity cost equation highlighted fiscal year 1984/85.

For the past two years, New Brunswick has experienced the highest rate of growth in Canada for in-province electrical energy usage. During 1984/85 over 12 000 conversions to electric space heating were recorded. In January 1985 an appliance saturation survey showed that electricity has surpassed oil and is now the principal source of energy in New Brunswick for residential space heating.

During the year, NB Power continued to expand its interconnection system. The major capital project for the year was the completion of the 345 kV transmission line associated with the second major interconnection with Hydro-Québec. This new interconnection provides an added dimension to the import of energy from Hydro-Québec to the region. The transfer capacity of the New England interconnection was also increased. Benefits from the purchase and sale of power with interconnected utilities are keeping electric power rates for provincial customers considerably lower than would otherwise be possible.

The Point Lepreau Generating Station operated at an average capacity factor of 89.9% during the fiscal year making the unit one of the world performance leaders among the nearly 200 reactors 500 000 kW or larger.

Following the completion of a technical and economic feasibility study, the federal government approved the required $33 million of funding for construction of a circulating fluidized bed boiler at the Chatham Generating Station. The objective of the fluidized bed demonstration program is to prove the use of the technology for the concurrent combustion of New Brunswick coal and oil shale in an economical and environmentally acceptable manner. The third phase of the study to evaluate the conversion of the oil-fired Coleson Cove Generating Station to burn coal was completed and engineering design was started during the fiscal year.

NB Power is making determined efforts to improve productivity and customer service. During the fiscal year the company successfully negotiated three collective agreements with its unionized employees. While staffing levels are being kept to the lowest practical level by making the best use of the company's human resources, computerized business and management information systems are helping to make productivity gains possible and, at the same time, are enabling the utility to upgrade the level of service to its customers.

Efficient generating equipment commissioned during the last decade represents about 80% of the system's thermal and nuclear generating capacity. These up-to-date facilities coupled with a new 345 kV transmission grid can be expected, with modest additions, to provide a secure and stable energy supply well into the next century. The efforts of the management and staff of NB Power to achieve this enviable position are to be commended.

Operations

In-province energy sales increased by 8.8% over the previous year. The continuation of the economic recovery and the full impact of recent load additions in the pulp and paper and mining sectors led to a 10.7% increase in sales to industrial customers. Residential sales grew by 9.1% reflecting the conversion of over 12 000 homes from oil to electric space heating and the addition of some 4 000 new customers. Sales grew by 4.5% in the general service classification and by 5.4% to wholesale customers. At 31 March 1985 NB Power was directly serving 240 797 customers, an increase of 4 920 over last year, and indirectly serving an additional 37 669 customers. In-province loads were supplied from the following sources: hydro 24.9%, nuclear 31.0%, purchases 31.6%, coal 6.1% and oil 6.4%.

A record peak demand of 1 833 800 kW by in-province customers occurred on 6 February 1985, 7.7% higher than the previous record set in 1983/84. A new gross peak demand, including exports, of 2 838 500 kW was reached on 7 January 1985, a 7.9% increase over the previous year.

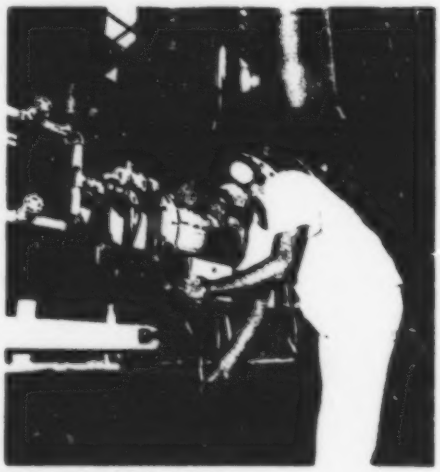
Firm and economy interconnection sales totalled 5 994 million kW.h, a 4.4% decrease from the previous year, reflecting lower sales to Nova Scotia primarily as a result of their additional coal burning capability. Total firm energy sales – principally from Point Lepreau and Coleson Cove – were 2 390 million kW.h, essentially the same as in the previous year. Economy energy sales to utilities in New England were 2 779 million kW.h, an increase of 4.3%; to Prince Edward Island 419 million kW.h, an increase of 4.8%; and to Nova Scotia 406 million kW.h, a decrease of 47.3%.

On 23 August 1984 the National Energy Board approved an agreement for the supply of 30 000 kW of system power and associated energy to Bangor Hydro Electric Company between 1 December 1984 and 31 October 1991. Following application by Maritime Electric Company Limited of Prince Edward Island, on 20 February 1985 the NEB ordered NB Power to offer the Canadian utility energy at a price no higher than the price offered to United States utilities. NB Power subsequently won the right to appeal this decision and is scheduled to appear before the Federal Court of Appeal in July 1985.

Major additions to the transmission grid, which increased NB Power's ability to benefit from interconnection transactions, were completed in the last half of the fiscal year. In November 1984 the radial feed portion of the new interconnection with Hydro-Québec – Madawaska to Edmundston – became operational at 315 kV providing 150 000 kW of supply to northwestern New Brunswick directly from the Québec system. The 345 kV transmission line associated with the new interconnection was energized in March 1985. The 345 kV line to New England was upgraded in February 1985, increasing the capacity to 700 000 from 600 000 kW.

To meet interconnection sales and increased in-province requirements, total generation and purchases of energy from all sources was 16 767 million kW.h, an increase of 2.9% from the previous year and a record for NB Power. Purchases of energy totalled 5 009 million kW.h, an increase of 13.3% over last year. Hydro-Québec was the major supplier with the balance coming from other interconnected utilities and some in-province industries. Hydro generation capabilities were increased by raising the Mactaquac headpond by 3 feet during the spring of 1984. Hydro energy production, while near the long-term average, was 7.5% lower than the previous year. Thermal generation increased 6.6% over last year reflecting low hydro conditions during the high demand period. Nuclear generation was 5 355 million kW.h, representing a Point Lepreau annual capacity factor of 89.9%.

Bob Bradley, Sussex District Manager, chats to Bill Henderson, General Maintenance Foreman, Surface Operations, Potash Company of America, while 100 ton hopper cars are being filled with potash. This shipment is bound for the port of Saint John, N.B. only 80 km (50 miles) away for overseas export.



At Dairytown Foods Ltd. this mechanical vapour recompression heat pump is used in the evaporation stage of the milk powder making process.

The Potash Company of America mine near Sussex is one of three potash developments in the area.

Potash Company of America and Dairytown Foods Ltd. are two industrial customers in the Sussex District using electrically driven turbo compressors to benefit from energy savings over conventional evaporation methods.

Finance

Total revenue amounted to $834.2 million, an increase of $65.5 million from the previous year. In-province revenue increased $48.7 million to $484.5 million due to an 8.8% rise in energy sales and a 6.0% average rate increase at the beginning of the period. Interconnection revenues rose $16.8 million to $349.7 million despite a 4.4% decline in energy sales volumes from the record levels of the previous year. Miscellaneous revenues declined $6.6 million reflecting the fact that $6.7 million of surplus fuel oil had been sold last year.

The total cost of fuel and purchased power increased by $57.0 million to $347.8 million. This increase was attributable to a 2.9% overall increase in gross generation and power purchases, somewhat lower hydro generation than in the previous year, and the impact of higher oil prices on thermal generation costs and, more importantly, on purchased power costs. Operations, maintenance and general expenses increased $20.8 million to $156.0 million due largely to increased maintenance and reduced capital-related activities at major operating facilities. Depreciation expense increased $2.3 million to $71.8 million and, due to weakness of the Canadian dollar compared with its American counterpart, net financial charges increased $5.5 million to $242.4 million.

A continuing strong performance from the nuclear unit was the major factor in an addition of $18.8 million to the Generation Equalization Reserve and a corresponding charge against income. This represents a decline of $14.2 million from the previous year due to a longer planned maintenance outage at Point Lepreau and reduced water flows compared with the previous year.

Earnings from economy sales to neighbouring utilities fell short of record budgeted levels by $6.3 million during the year. Amortization of unanticipated higher earnings from economy sales for previous years amounted to $14.9 million. The combined result was a transfer of $21.2 million from the Economy Sales Stabilization Account to income during the year.

Net Income for the year rose to $18.6 million from $2.0 million in the previous year. Earnings invested in the Business increased to $94.6 million after an appropriation of $13.0 million to the Generation Equalization Reserve. Appropriations are made to ensure that the reserve is sufficient to cover the cost of replacement power in the event of unfavourable water flow conditions and nuclear operating performance for an extended period. Accumulated appropriations to this reserve now amount to $125.0 million.

Total capital expenditures for the year rose to $88.1 million from $74.4 million in the prior year. The largest project under construction during the current period was the second transmission interconnection with the Hydro-Québec system which was completed ahead of schedule.

To provide funds to repay maturing indebtedness and for the capital construction program, the following borrowing was completed: $100 million 20-year 13¼% sinking fund debentures dated November 1, 1984 issued publicly in Canada.

The approval of a new standard governing 125 amp service entrances made conversion more affordable for many home-owners by reducing the cost of revamping their existing service entrances. NB Power marketing representative Heather Connors-Dunphy stands in front of a 125 amp service entrance.

A portable micro-computer for meter reading. Only the size of a large calculator, it contains a keyboard to enter information from the meter, and a small display screen to view entries and to receive programmed instructions. Each day customer billing information obtained by the meter reader is transferred to NB Power's main computer which checks the data and calculates customers' power bills.

Aerial view of Fredericton showing a downtown residential section in the foreground. During 1984, 85 over 12 000 conversions to electric space heating were recorded in the province. The utility's goal is to convert most of the remaining oil-heated residential customers to electricity by 1990.

Directions

NB Power has successfully weathered both the oil and nuclear traumas of the 1970's and early 1980's. The utility has a strong generating base and interconnection system to meet the needs of its customers well into the future. The company has a highly skilled work force and is benefitting from many innovative concepts and research and development projects to reduce the impact of oil in the electricity cost equation.

NB Power's Chatham Generating Station is the site of a major research and development project which could significantly benefit New Brunswick's coal and oil shale mining industries. Funded by the federal government, a new circulating fluidized bed boiler is now under construction. Circulating fluidized bed combustion is an advanced technology in which fuel is burned with limestone. During combustion the limestone captures acid gases which if released into the atmosphere would produce acid rain. The object of the Chatham project is to demonstrate that high-sulphur New Brunswick coal and oil shale which contains limestone can be burned together in a circulating fluidized bed boiler in an economical and environmentally acceptable manner. The Chatham project establishes a Canadian demonstration facility and could lead to a commercial scale unit in the province by the early 1990's.

The Coleson Cove Coal Conversion study jointly funded by the federal government and NB Power was completed in March 1985. This study confirmed the technical and economic feasibility of modifying the existing oil-burning boilers. The conversion would also offer the opportunity to reduce the emission of sulphur dioxide from the plant if a coal with a low sulphur content is burned. NB Power is assessing the suitability of a variety of coal sources with this objective in mind. An Environmental Impact Assessment has been done and public hearings on the environmental implications of the project are planned for mid-1985.

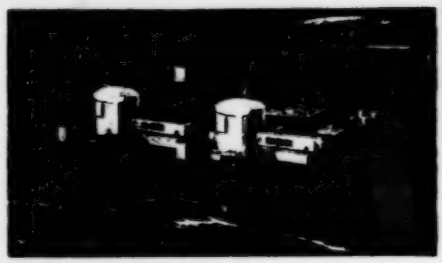
With the completion of Hydro-Québec's 350 000 kW High Voltage Direct Current converter station in mid-1985 the interconnection capacity with Hydro-Québec will increase to 1 000 000 kW, and will provide additional energy for in-province and export sales. During the current fiscal year the existing interconnection with New England utilities was upgraded from 600 000 kW to 700 000 kW. Discussions and environmental studies are underway with respect to a second 345 kV interconnection with New England.

NB Power will continue to seek new markets for in-province and export sales. Revenues from energy transactions with adjacent utilities have been increasing dramatically in recent years and now are over 40% of the total utility revenue. NB Power will be intensifying its efforts to remove as much as possible the uncertainty currently associated with the interruptible type of energy transactions by developing firm capacity and energy packages when market conditions permit.

NB Power is actively continuing its marketing efforts to sell the concept of a second nuclear unit at Point Lepreau for export purposes. Regulatory problems in New England are making it very difficult for American utilities to commit themselves to a Lepreau II purchase, notwithstanding the significant benefits they would expect to achieve from the project. As the project would also bring significant benefits to New Brunswick and Canada, NB Power is now focusing its efforts on developing mechanisms to accommodate the adverse U.S. regulatory situation and allow the project to proceed.

In-province marketing activities and the announcement in November 1984 that the federal government's Canada Oil Substitution Program (COSP) would end in March 1985 were contributing factors to the high level of growth in the current fiscal year. During 1984/85 over 12 000 conversions to electric space heating were recorded. This was more than double the number of conversions in each of the previous two years. As well, 26% of these 12 000 conversions were on existing service entrances, reducing

Artist's impression of Chatham Generating Station showing the building now under construction which will house the new circulating fluidized bed boiler.



Artist's impression of a second nuclear unit at Point Lepreau.

Coleson Cove, on the Bay of Fundy, is NB Power's largest generating station. A study jointly funded by the federal government and NB Power confirmed the technical and economic feasibility of converting this plant to coal.

the cost of conversion for the customer and for the utility. Customer responses to an appliance saturation survey indicated that conversion to electric heating will continue at a high rate because of significant cost savings, even though COSP has ended. The utility's goal is to convert most of the remaining oil-heated residential customers to electricity by 1990 in a cost-effective manner.

Market research has also identified potential in the industrial sector for new electrotechnologies such as industrial heat pumps. Several industries have already adopted this electrotechnology: the Potash Company of America, Dairytown Products Ltd., and Fraser's have installed mechanical vapor recompression equipment. These electricity-driven turbocompressors or "open-cycle" heat pumps are offering such firms considerable energy savings over conventional evaporation methods.

In accordance with long-range plans for computer systems development, several new information systems were put in service in 1984-85. A new purchasing system has reduced the spare parts purchasing cycle by three to four weeks. Computer Aided Design has improved engineering design productivity and the maintenance of engineering drawings. A new on-line drawing registry has been put in place to track drawing changes. In the fall of 1984, NB Power introduced the use of portable microcomputers for meter reading. This offers the potential for on-site, same-day billing. An automated system for handling customer service requests is another example of increased efficiency in the customer service area. The implementation of these systems has not only improved productivity but also provides a base of data for management information. During the coming year plans have been made for expanding and enhancing the management information system and for the introduction of office information technology. This will integrate word processing, communications, management information, and end-user computing to improve productivity at all levels of the company.

In the three major fossil-fired stations an on-line heat rate monitoring system has been successful in improving plant operating efficiency, resulting in fuel savings. As well, a Maintenance Management System has been implemented in all the generating stations in the province. This computer-based system, which was designed and developed by NB Power employees, has resulted in substantial productivity improvements in the major plants. Enhancements to the Maintenance Management System, which include equipment history modules, are scheduled for 1985/86.

Confident of its highly-skilled work force and its strong generating base and interconnection system, NB Power looks forward to the year 2 000 with optimism.

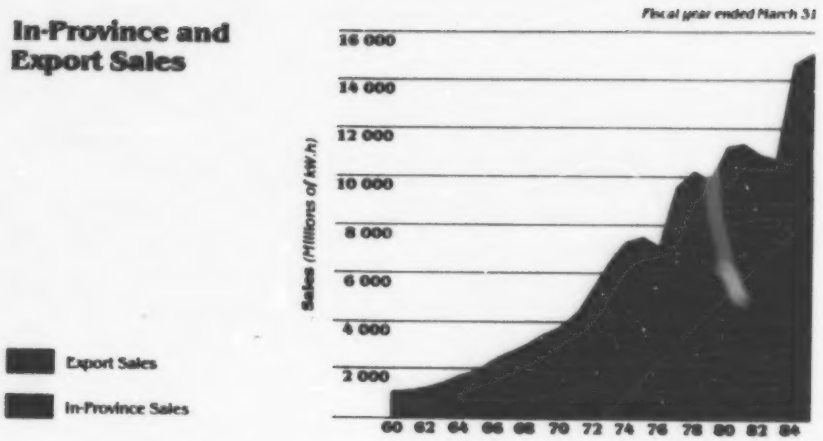
Dorothy Dieraadt, assistant power plant operator training at Point Lepreau, is the first woman in this position in Canada at a nuclear generating station.

Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager

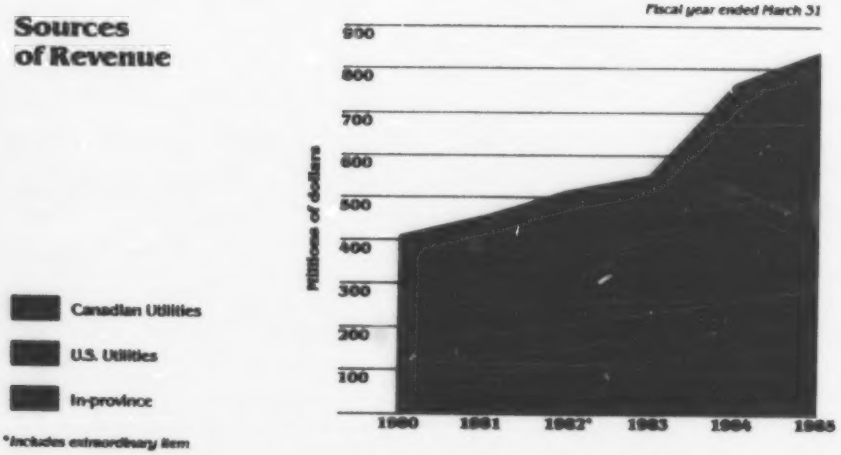
1st Class Linemen Randy Cross and Ron Johnston. Linemen are the vital link between the production and the consumption of electricity.

In-Province and Export Sales



Export sales have continued to increase in importance to NB Power over the past 25 years.

Sources of Revenue

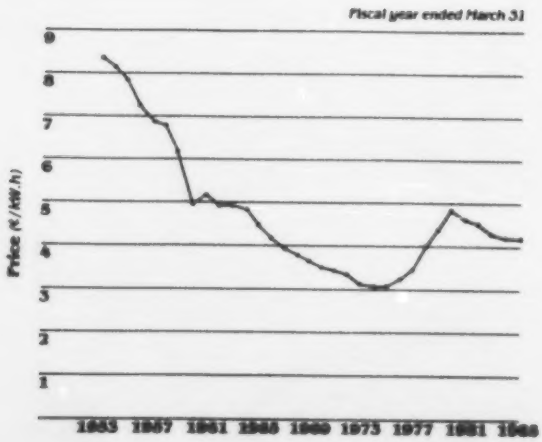


*Includes extraordinary item

Revenue from electricity exports to Canadian and U.S. utilities is now over 40% of total revenue.

Average Price of Electricity at NB Power

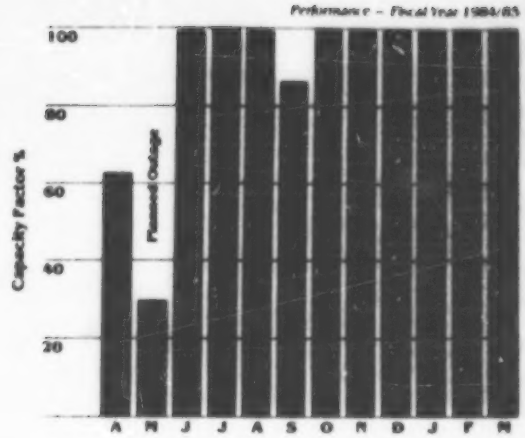
In Constant 1981 Dollars



Following the trauma of the oil crises of the 1970's and early 1980's, electricity prices in New Brunswick are again declining in real terms.

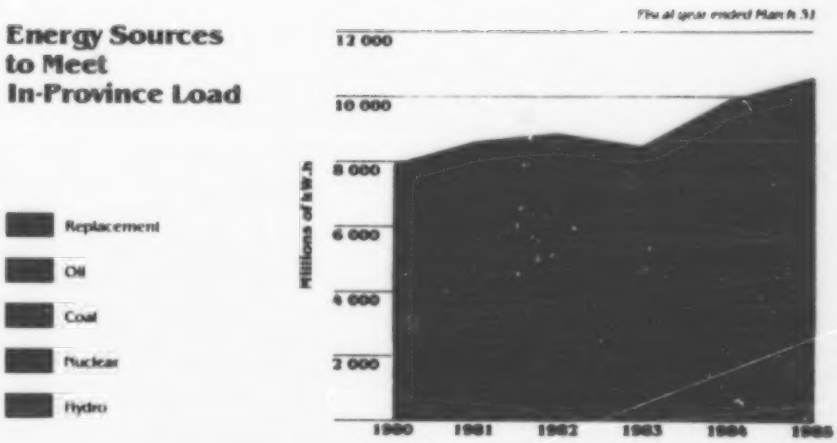
The Point Lepreau Generating Station achieved a capacity factor of 89.9% during the fiscal year making the unit one of the world performance leaders.

Point Lepreau Performance



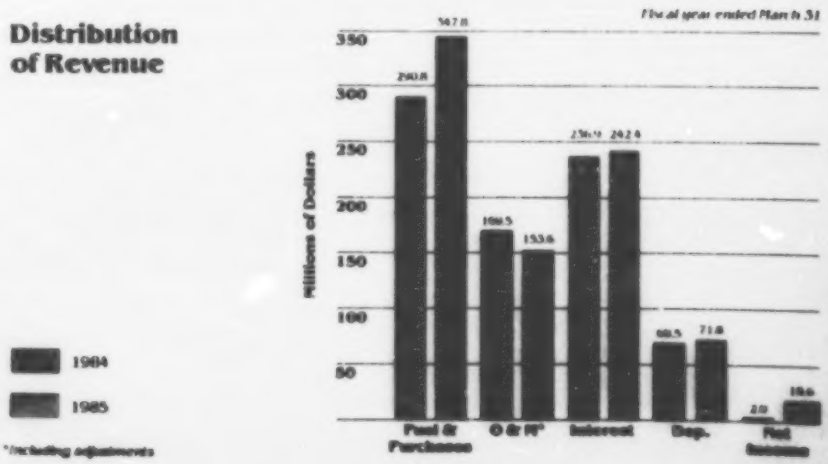
Hydro, nuclear and purchased power continue to supply most of the energy required to serve in-province customers.

Energy Sources to Meet In-Province Load



While higher domestic oil prices had a negative effect on costs during the year, income increased from $2.0 million to $18.6 million.

Distribution of Revenue



*Including adjustments

Corporate Information

Commission

Hon. Leland W. McGaw, Chairman

Louis E. Landry, Vice-Chairman

Gaétan Bossé

Jean C. Chiasson

William K. Cleghorn

Peter J. Dykeman, Q.C.

Eric C. Garland

Harry Williston

Donna K. Young

Managing Officers

Arthur J. O'Connor,
General Manager

Frank C. MacLoon,
Assistant General Manager,
Engineering & Operations

Richard A. Toner,
Assistant General Manager,
Administration

G. Linwood Titus,
Assistant General Manager,
Planning & Development

Paul S. Creaghan, Q.C.
Secretary & General Counsel

Terrence S. Thompson,
Manager, Public Affairs
& Marketing

Frank H. Ryder,
Manager, Corporate Economic
Studies

Kenneth B. Little,
Manager of Finance & Treasurer

The New Brunswick Electric Power Commission

Financial Statements

Balance Sheet

as at 31 March 1985

Assets

	1985	1984
Fixed assets		
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction in progress (Note 2)	$2,372,897,446	$2,359,378,894
Current assets		
Cash and short-term investments	4,884,810	20,750,231
Accounts receivable	104,626,570	90,267,239
Material, supplies and fuel, at cost	78,457,920	64,455,755
Prepaid expenses	2,440,333	2,418,695
	190,109,633	177,891,920
Deferred charges		
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized (Note 3)	160,367,728	129,445,496
Nuclear unit decommissioning	68,100,000	69,900,000
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	20,984,635	22,327,490
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	722,336	1,731,337
Other	59,689	138,777
	250,234,388	223,543,100
Funds held for specified purposes		
Insurance fund	7,731,429	7,667,312
	$2,820,972,896	$2,768,481,226

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

Leland W. McGaw, Chairman

Louis E. Landry, Vice-Chairman

Liabilities

	1985	1984
Long-term debt (Note 4)		
Guaranteed by the Province of New Brunswick		
Debentures and notes issued by the Commission	$1,820,330,193	$1,818,410,683
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited	346,280,839	350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission	45,438,165	47,072,094
Loan from the Province of New Brunswick	–	643,896
Other long-term debt	7,190,932	7,325,646
Obligation under capital lease	11,259,385	11,259,385
	2,230,499,514	2,234,711,704
Less payments due within one year	123,507,825	131,688,357
	2,106,991,689	2,103,023,347
Current liabilities		
Bank indebtedness (Note 5)	11,198,281	2,669,516
Accounts payable and accruals	70,685,019	51,762,156
Accrued interest on debentures and notes issued by the Commission	100,743,559	93,891,273
Accrued interest on loan from the Province of New Brunswick	–	9,182
Current portion of long-term debt	123,507,825	131,688,357
Holdbacks on contracts in progress	1,713,347	2,584,056
Service deposits	1,150,934	1,143,205
	308,998,965	283,747,745
Deferred liabilities		
Customers' advances in aid of construction	–	464,349
Economy sales stabilization account (Note 6)	6,204,545	27,370,000
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning (Note 7)	86,996,886	79,460,930
	93,201,431	107,295,279
Reserves (Note 8)	217,209,974	185,450,974
Earnings invested in the business	94,570,807	88,963,881
	$2,820,972,866	$2,768,481,226

Statement of Income

For The Year Ended 31 March 1985

	1985	1984
Revenue		
Sales of power (Note 9)	**$818,243,480**	$747,330,838
Sales of steam	**8,109,478**	6,892,843
Miscellaneous (Note 10)	**7,854,305**	14,454,605
	834,207,263	768,678,286
Expenditure		
Purchased power	**169,281,887**	133,239,162
Generated power		
Fuel	**178,508,647**	157,574,972
Other	**80,496,635**	64,281,827
Operations, maintenance, administration and general	**75,529,759**	70,975,289
Depreciation	**71,812,224**	69,532,299
	575,629,152	495,603,549
Income before interest and exchange	**258,578,111**	273,074,737
Interest and exchange	**258,998,214**	247,364,724
Amortization of debenture discount and expense	**3,115,186**	3,144,197
Amortization of unrealized foreign exchange	**16,869,257**	11,086,181
	278,982,657	261,595,102
Less		
Income from sinking funds and other investments	**32,907,192**	22,910,053
Interest capitalized	**3,697,825**	1,758,546
	36,605,017	24,668,599
	242,377,640	236,926,503
Net operating income for the year before the following items	**16,200,471**	36,148,234
Generation equalization adjustment	**(18,759,000)**	(33,000,739)
Transfer from (to) economy sales stabilization account (Note 6)	**21,165,455**	(1,195,000)
	2,406,455	(34,195,739)
Net income for the year	**$ 18,606,926**	$ 1,952,495

Statement of Earnings Invested in The Business

For The Year Ended 31 March 1985

	1985	1984
Balance at beginning of year	$88,963,881	$88,011,386
Net income for the year	18,606,926	1,952,495
	107,570,807	89,963,881
Appropriation to generation equalization reserve	13,000,000	1,000,000
Balance at end of year	$94,570,807	$88,963,881

Statement of Changes in Financial Position

For The Year Ended 31 March 1985

	1985	1984
Source of funds		
From operations		
Net income for the year	$ 18,606,926	$ 1,952,495
Amounts charged or credited to operations but not requiring an outlay of funds		
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning	9,338,956	7,900,601
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	71,812,224	69,532,299
Vehicle depreciation	1,327,853	1,511,300
Amortization of debenture discount and expense	3,118,186	3,144,197
Amortization of unrealized foreign exchange	16,869,257	11,086,181
Transfer to (from) economy sales stabilization account	(21,165,455)	1,195,000
Generation equalization adjustment	18,759,000	33,000,739
Survey, engineering and training expenses written off	1,009,001	182,136
	119,669,948	129,504,948
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expense	98,727,649	–
Obligation under capital lease	–	11,259,385
Contributions in aid of construction	648,878	2,798,615
Proceeds from sale of assets	343,767	374,154
Decrease in other deferred charges	79,118	18,688
Decrease (increase) in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	21,214,039	(5,800,255)
	$240,183,099	$138,155,535
Application of funds		
Expenditure on fixed assets	$ 88,115,303	$ 74,387,937
Redemption of Commission debentures (net of available sinking funds)	95,019,080	20,486,867
Sinking fund deposits	51,560,912	40,628,656
Increase in deferred survey, engineering and training expense	–	985,056
Repayment of loan from Northern Canada Power Commission	1,633,928	1,543,757
Repayment of loan from Atomic Energy of Canada Limited	3,719,161	–
Decrease in other long-term debt	134,715	123,262
	$240,183,099	$138,155,535

Notes to Financial Statements

31 March 1985

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements, which have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada, give effect to the Commission's mandate to set power rates.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly based on the cost of long-term borrowings.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction include amounts received from customers as well as government grants in respect of new facilities and are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the resulting credit is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided for all assets sufficient to amortize the cost of such assets, less estimated salvage value where applicable, over their estimated service lives. The nuclear generating station is depreciated using an escalating charge method with annual increases based upon a 3% factor. All other assets are depreciated on a straight-line basis. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated service lives of the main categories of fixed assets, which are reviewed periodically, are currently as follows:

Assets	*Years*
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Nuclear Generating Station	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings – general	40
Building under capital lease	50

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

c. Debenture and note discount and issue expenses

The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities

Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e. Foreign exchange transactions
Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date except where such items have been hedged by the acquisition of a forward exchange contract, in which case the rate established by the terms of the contract is used in the translation. Unrealized losses or gains arising on translation of long-term items are amortized to income on a straight-line basis over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities. The unamortized balance of the deferred exchange gains or losses is accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue
Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

g. Deferred costs or revenues
The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors, relating to water flow conditions, nuclear operating performance and economy sales transactions, which are largely outside the control of the Commission, may result in costs or revenues which vary from those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such variations through a Generation Equalization Adjustment and an Economy Sales Stabilization Account.

Generation Equalization Adjustment

In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by variations from average water flow conditions and nuclear operating performance, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to an average value. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization reserve account. The calculation of the adjustment is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years and on the performance expectations of the nuclear generating station developed from comparable industry statistics and the operating experience of the nuclear unit itself.

Economy Sales Stabilization Account

The Commission annually charges or credits income with the difference between actual and forecast earnings on economy sales transactions with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the Economy Sales Stabilization Account. Amounts so deferred are brought into the calculation of future revenue requirements in equal amounts over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

h. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning
In order to provide for the estimated future costs of permanently disposing of irradiated nuclear fuel and decommissioning the nuclear generating station to return the site to a state of unrestricted use, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate, when accumulated with interest, to cover the total cost of these future activities as they occur. The calculations of the anticipated future costs are based on a detailed study which takes into account various assumptions regarding the method and timing of dismantlement of the nuclear facility, the cost of transportation of nuclear material to permanent disposal facilities, and estimates of interest and inflation rates in the future. With respect to irradiated nuclear fuel, the annual charge is related to the amount of nuclear fuel consumed while the decommissioning requirements are on the basis of equal annual amounts over the life of the unit.

The Commission is accounting for these transactions through means of deferred asset and deferred liability accounts. The total amount required to be collected over the life of the unit to cover decommissioning activities was recorded in these accounts as of the date the nuclear unit was placed in service. The deferred asset account is reduced annually by the amount collected from customers for decommissioning. The deferred liability account is increased each year by the amount collected from customers to cover disposal of irradiated nuclear

fuel consumed during the year and by interest, compounded annually, on the accumulated amounts collected. Interest is calculated at the Commission's long-term borrowing rate and is charged to income annually.

In view of potential developments in the technology of decommissioning and irradiated fuel management, and because of the various assumptions and estimates inherent in the calculations, the Commission intends to review such calculations periodically, making adjustments as necessary on a prospective basis.

2. Fixed assets

	1985	1984
Land, buildings, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	$2,200,308,479	$2,180,325,984
Transmission system	152,961,274	130,465,066
Substations	183,230,878	170,304,020
Distribution system	269,407,464	244,668,915
Other properties*	25,925,236	25,719,692
Communications equipment	4,398,565	4,320,123
Motor vehicles and miscellaneous equipment	28,052,308	26,481,894
	2,864,284,204	2,782,285,694
Less contributions in aid of construction	12,035,639	10,922,712
Government grants – Mactaquac and HVDC facility	22,500,000	22,500,000
	34,535,639	33,422,712
	2,829,748,565	2,748,862,982
Less accumulated depreciation	484,942,575	415,100,166
	2,344,805,990	2,333,762,816
Construction-in-progress	28,091,456	25,616,078
	$2,372,897,446	$2,359,378,894

* Includes $11,259,385 being the gross amount of assets under capital lease. Accumulated depreciation includes $225,188 with respect to these assets.

3. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1985	1984
Exchange adjustment at balance sheet date on debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	$ 10,681,229	$ 27,447,900
Payable in United States dollars	243,034,698	168,079,919
Exchange adjustment at balance sheet date on loan from the Province of New Brunswick	–	283,412
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick		
Sinking fund for debentures and notes issued by the Commission	(43,619,756)	(31,288,323)
Sinking fund for loan from the Province of New Brunswick	–	(25,726)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	(231,429)	(167,312)
	209,864,742	164,329,870
Less accumulated amortization	49,497,014	34,884,374
	$ 160,367,728	$ 129,445,496

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity	*Interest rate %*	1985	1984
Payable in Canadian dollars			
1985 17 March	13¾	$ –	$ 75,000,000
1985 15 May	13¾	1,883,000	75,000,000
1987 15 March	5½	2,650,000	2,650,000
1988 1 November	5½	2,000,000	2,000,000
1989 15 October	8½	228,000	228,000
1990 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
1990 15 May	13¾	73,117,000	–
1990 1 August	9	293,000	293,000
1991 1 July	5¾	5,000,000	5,000,000
1992 15 March	5½	7,350,000	7,350,000
1993 8 February	11¾	100,000,000	100,000,000
1993 1 November	5½	6,000,000	6,000,000
1994 15 June	5½	10,000,000	10,000,000
1994 31 December	5½	3,790,000	3,790,000
1995 1 May	6¼	15,000,000	15,000,000
1995 15 May	10¾	20,000,000	20,000,000
1995 15 October	5¾	7,500,000	7,500,000
1996 1 January	6	13,800,000	13,800,000
1996 1 March	6	4,000,000	4,000,000
1996 1 October	6½	6,100,000	6,100,000
1996 15 November	7¾	20,000,000	20,000,000
1997 15 October	8¾	20,000,000	20,000,000
1998 15 November	8½	25,000,000	25,000,000
1999 1 October	11	24,674,000	24,674,000
1999 31 December	5½	8,210,000	8,210,000
2000 1 March	10	50,000,000	50,000,000
2000 25 August	11¾	35,000,000	35,000,000
2003 21 December	10¼	75,000,000	75,000,000
2004 1 November	13¼	100,000,000	–
2005 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
		736,595,000	711,595,000
Payable in Swiss francs			
1985 20 April (SFr100,000,000)	4¼	60,815,000	60,815,000
1991 28 September (SFr76,000,000)	6	29,761,600	29,761,600
1992 30 August (SFr73,770,000)	5¼	33,203,877	33,532,450
1993 30 March (SFr85,000,000)	3¾	48,546,050	51,401,700
Canadian dollars at date of issue		172,326,527	175,510,750
Exchange adjustment at balance sheet date		10,681,229	27,447,900
		183,007,756	202,958,650

Date of maturity	*Interest rate %*		1985		1984
Payable in United States dollars					
1986 2 January	5¼	US$	1,082,000	US$	2,110,000
1986 1 November	5¼		865,000		1,265,000
1987 1 September	5¼		1,778,000		1,778,000
1988 1 October	17		60,000,000		60,000,000
1989 1 March	16¼		75,000,000		75,000,000
1990 15 April	5		7,300,000		8,041,000
1991 1 May	5½		8,593,000		9,259,000
1991 1 May	15		100,000,000		100,000,000
1991 15 November	6		17,500,000		17,500,000
1992 15 October	6½		15,000,000		15,000,000
1993 15 February	6⅜		15,000,000		15,000,000
1994 1 February	7⅜		10,000,000		10,000,000
1994 1 March	9¾		55,900,000		58,900,000
1995 1 October	10½		75,000,000		75,000,000
1997 15 February	9		81,250,000		87,500,000
1998 1 April	7⅞		35,550,000		37,125,000
2001 1 May	9⅛		100,000,000		100,000,000
2004 1 April	8¼		50,000,000		50,000,000
2005 15 January	10		75,000,000		75,000,000
2007 1 August	8¾		75,000,000		75,000,000
United States dollars			859,818,000		873,478,000
Exchange premium at date of issue		CDN$	72,518,508	CDN$	73,436,748
Exchange adjustment at balance sheet date			243,034,698		168,079,919
			1,175,371,206		1,114,994,667
			2,094,973,962		2,029,548,317
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick					
Book value			231,024,013		179,849,311
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies			43,619,756		31,288,323
			274,643,769		211,137,634
			$1,820,330,193		$1,818,410,683
Atomic Energy of Canada Limited					
Note payable in 25 equal annual instalments of principal and interest at 9.7064% per annum to the year 2008			$346,280,839		$350,000,000
Northern Canada Power Commission					
Loans repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4½% to 8½% per annum to the year 2011			$ 45,438,165		$ 47,072,094

	1985		1984
Province of New Brunswick			
Loan for which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	$ –	US$	1,025,000
Exchange adjustment at balance sheet date	–	CDN$	283,412
	–		1,308,412
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures			
Book value	–		638,790
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies	–		25,726
	–		664,516
	$ –	$	643,896
Other long-term debt			
City of Campbellton – in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9¼% per annum, in equal annual instalments to the year 1993	$ **931,888**	$	1,008,557
Government of Canada – in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with interest at rates varying from 9¼% to 9⅝% per annum, in equal annual instalments of principal and interest to the year 2011	**6,259,044**		6,317,089
	$ **7,190,932**	$	7,325,646

Obligation under capital lease

The Commission has entered into a 50-year lease arrangement with respect to its head office building in Fredericton. The lease requires sharing of capital and operating costs in general proportion to floor space occupied by the tenants. Interest charges vary with bank prime rate, and amortization of the lease obligation is on a sinking fund basis over 45 years beginning in the sixth year. The Commission has options to purchase the building at specified times and prices during the term of the lease. The principal amount of capital lease obligation outstanding amounts to $11,259,385, of which the first repayments under the sinking fund arrangement, amounting to $14,565, become due in the year ending 31 March 1989, and $30,347 is due in the year ending 31 March 1990.

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting available sinking funds) and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at 31 March 1985, excluding payments under capital lease, are as follows for the five years ending 31 March 1990:

	Canadian dollars	U.S. dollars	Swiss francs
Year ending 31 March 1986	$18,477,101	$ 27,772,000	SFr 113,000,000
Year ending 31 March 1987	18,910,254	26,819,000	13,000,000
Year ending 31 March 1988	18,889,688	26,489,000	13,000,000
Year ending 31 March 1989	19,896,841	160,950,000	13,000,000
Year ending 31 March 1990	64,168,449	23,043,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled with notification to the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

5. Short-term line of credit

The Commission has bank lines of credit guaranteed by the Province of New Brunswick for short-term borrowings totalling $130,000,000. The amount of such short-term borrowings at 31 March 1985 was $975,000 (1984 – $200,000) and is reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Bank indebtedness".

6. Economy Sales Stabilization Account

	1985	1984
Balance at beginning of year	$27,370,000	$26,175,000
Excess (deficiency) of actual over forecast earnings from economy sales for year	(6,270,000)	14,393,000
	21,100,000	40,568,000
Less amount amortized	14,895,455	13,198,000
Balance at end of year	$ 6,204,545	$27,370,000

7. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

	1985	1984
Balance at beginning of year	$79,460,930	$73,360,329
Amounts collected from customers to cover cost of disposal of nuclear fuel consumed during the year	5,761,714	5,475,283
Interest	1,774,242	625,318
Balance at end of year	$86,996,886	$79,460,930

Charges for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning, including interest, are brought into the calculation of revenue requirements each year and collected from in-province and interconnected customers through sales of power. The total amount so collected is represented by the net of the liability account and the deferred asset account for nuclear unit decommissioning. This amount is currently being utilized by the Commission as a source of funds.

	1985	1984
Deferred liability account for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning	$86,996,886	$79,460,930
Less deferred asset account for nuclear unit decommissioning	68,100,000	69,900,000
Total amount collected from customers	$18,896,886	$ 9,560,930

8. Reserves

	1985	1984
Generation equalization	$209,709,974	$177,950,974
Insurance	7,500,000	7,500,000
	$217,209,974	$185,450,974

Generation equalization reserve
In addition to the annual adjustment to generation cost described in Note 1.g., the Commission, as it deems advisable, increases the generation equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business. Total appropriations to the reserve amounted to $125,000,000 at 31 March 1985 (1984 – $112,000,000). Appropriations are made to ensure that the reserve is sufficient to cover the cost of replacement power in the event of unfavourable water flow conditions and nuclear operating performance for an extended period.

Insurance reserve
This reserve has been established by appropriations from earnings invested in the business and serves as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies.

9. Sales of power

Sales of power include $297,533,080 (1984 – $269,349,529) to utilities in the United States. The price of these sales includes incremental fuel and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

10. Miscellaneous revenue

For the fiscal year ended 31 March 1984, miscellaneous revenue includes $6,717,515, being the proceeds on sale of surplus heavy fuel oil, less the cost of acquisition of this oil.

11. Capital commitments

The Commission's capital budget for the fiscal year ending 31 March 1986 amounts to $103,225,000. Of this, $24,781,000 relates to the conversion of the Coleson Cove generating station, which project has not yet been committed.

12. Contingent liability

The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, has guaranteed payments of N. B. Coal Limited, a corporation controlled and owned by the Crown in right of the Province, under a loan obligation and lease agreement for the acquisition of a dragline for use in mining coal. The maximum potential exposure over the 15-year remaining life of the lease is $31,067,369. In exchange for its guarantee, the Commission is entitled to the total coal production at cost and to an assignment of the dragline and associated mining rights should N. B. Coal Limited default under any terms of the lease agreement. During the fiscal year ended 31 March 1985, total coal purchases from N. B. Coal Limited amounted to $30,591,007 (1984 – $30,595,112). At 31 March 1985, the Commission owed N. B. Coal Limited $2,327,566 (1984 – $2,628,319) with respect to current shipments.

13. Subsequent event

On 1 May 1985, the Commission issued $75,000,000 of 12½% debentures maturing on 1 May 2005, payable in Canadian dollars.

Auditors' Report

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1985 and the related statements of income, earnings invested in the business, and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1985 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 24, 1985.

CARLETON PLACE – 520 KING STREET – SUITE 860 – FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 6G3
TELEPHONE (506) 455-0340

Statement of Generation and Sales *For Fiscal Year Ended 31 March 1985*

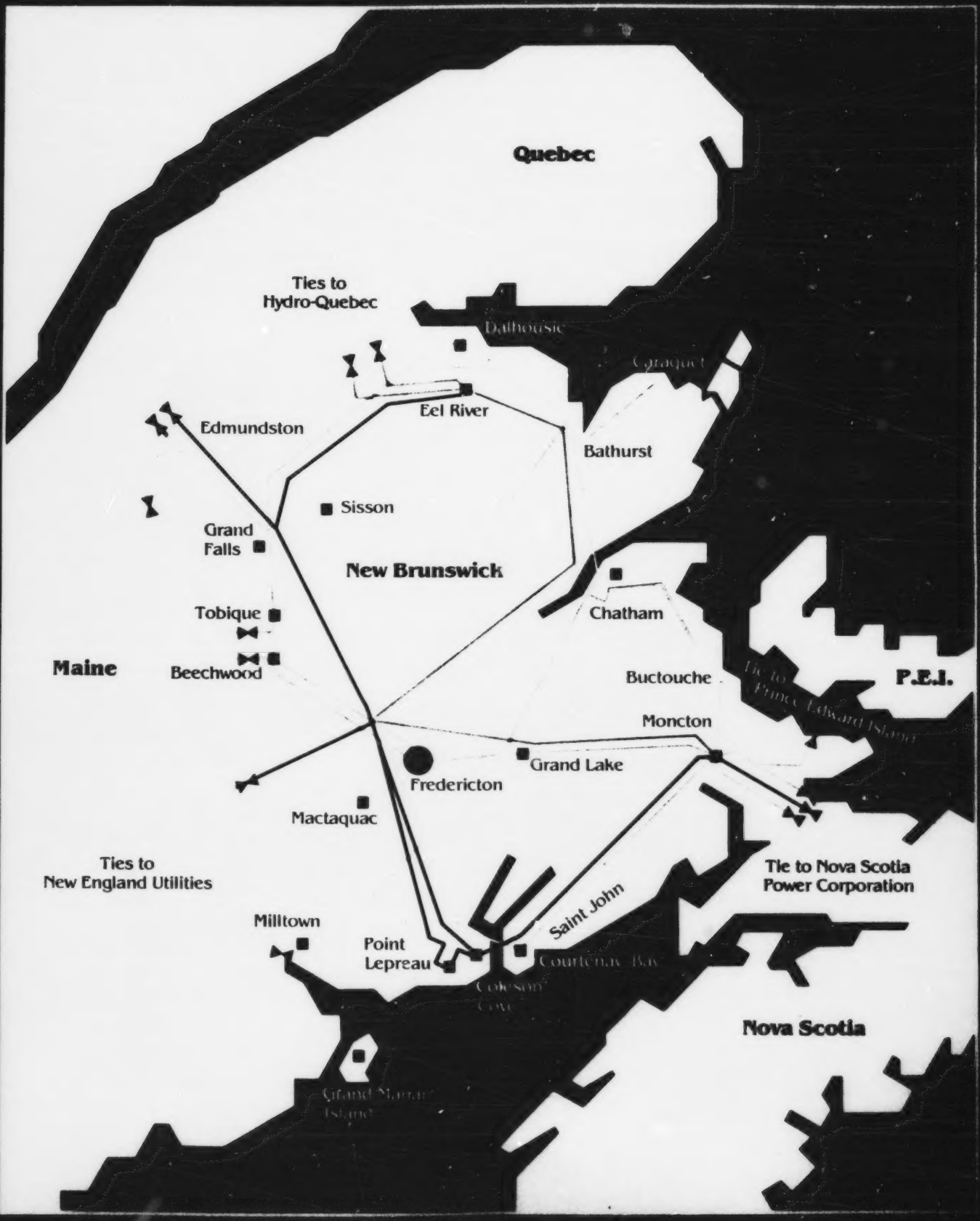
	1985 Kilowatt Hours	1984 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	% + −
Generation				
Hydro	2 638 410 700	2 852 627 800	− 214 217 100	− 7.5%
Thermal	3 765 477 000	3 532 076 000	+ 233 401 000	+ 6.6%
Nuclear	5 354 641 000	5 493 774 000	− 139 133 000	− 2.5%
Diesel	32 700	78 700	− 46 000	− 58.5%
Purchases	5 008 684 900	4 420 656 545	+ 587 998 355	+ 13.3%
Gross Generation and Purchases	16 767 216 300	16 299 213 045	+ 468 003 255	+ 2.9%
Station Service	770 156 400	766 165 909	+ 3 990 491	+ 0.5%
Net Generation and Purchases	15 997 059 900	15 533 047 136	+ 464 012 764	+ 3.0%
Losses — Transformer and Transmission	623 697 644	654 228 150	− 30 530 506	− 4.7%
Losses % of Net Generation and Purchases	3.9%	4.2%		
Total Energy Distribution	15 373 362 256	14 878 818 986	+ 494 543 270	+ 3.3%
Sales				
Wholesale	784 073 518	743 584 814	+ 40 488 704	+ 5.4%
Industrial Power	4 278 219 656	3 865 386 058	+ 412 833 598	+ 10.7%
General Service	1 282 741 407	1 227 162 254	+ 55 579 153	+ 4.5%
Residential	2 712 798 310	2 485 627 752	+ 227 170 558	+ 9.1%
Average Annual kW.h per Residential Customer	12 396	11 589		
Street Lights	54 753 549	53 372 110	+ 1 381 439	+ 2.6%
Total In-Province Sales	9 112 586 440	8 375 132 988	+ 737 453 452	+ 8.8%
Interconnections	5 994 218 000	6 272 884 000	− 278 666 000	− 4.4%
Grand Total	15 106 804 440	14 648 016 988	+ 458 787 452	+ 3.1%
Station and Internal Use	770 522 059	766 539 234	+ 3 982 825	+ 0.5%
Total Losses	889 889 801	884 656 823	+ 5 232 978	+ 0.6%
Gross Generation and Purchases	16 767 216 300	16 299 213 045	+ 468 003 255	+ 2.9%

Statement of Operating and Physical Statistics

	31 March 1985	31 March 1984	31 March 1983	31 March 1982	31 March 1981
Plant Nameplate Capacity — kW	3 189 976	3 136 576	3 136 576	2 506 576	2 526 576
Gross Generation — Purchases kW.h	16 767 216 300	16 299 213 045	12 161 686 535	12 288 083 650	12 543 699 255
Total Energy Distributed — kW.h	15 373 362 256	14 878 818 986	10 995 271 349	11 210 412 580	11 523 189 151
Total Revenue	$ 834 207 263	$ 768 678 286	$ 545 636 447	$ 514 640 146*	$ 453 031 722**
Total Expenditures and Appropriations	$ 828 600 537	$ 767 725 791	$ 534 257 771	$ 502 186 714	$ 449 247 252**
Fixed Assets, Including Work in Progress	$2 857 840 021	$2 774 479 060	$2 705 614 539	$2 511 221 676	$2 344 262 161
Current Assets	$ 190 109 633	$ 177 891 920	$ 161 419 544	$ 273 381 451	$ 154 761 706
Current Liabilities	$ 308 998 965	$ 283 747 745	$ 190 535 732	$ 221 093 012	$ 230 849 430**
Inventories	$ 78 457 920	$ 64 455 755	$ 68 584 572	$ 33 621 120	$ 42 626 242
Long Term Debt — Net	$2 106 991 689	$2 103 023 347	$2 213 530 056	$2 190 964 432	$1 961 663 406
Sinking Funds Assets	$ 274 643 769	$ 211 802 150	$ 158 452 216	$ 122 889 965	$ 94 797 121
Accumulated Depreciation	$ 484 942 575	$ 415 100 166	$ 346 407 214	$ 303 841 039	$ 269 119 450
Other Reserves and Earnings Retained in The Business	$ 311 780 781	$ 274 414 855	$ 239 461 621	$ 214 510 701	$ 169 462 349**
Reserves, Earnings Retained In The Business and Accumulated Depreciation	$ 796 723 356	$ 689 515 021	$ 585 868 835	$ 518 351 740	$ 438 581 799**
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage of Fixed Assets	27.9%	24.9%	21.7%	20.6%	18.7%
Kilometres Transmission Lines	6 033	5 805	5 721	5 714	5 702
Kilometres Distribution Circuits	25 288	22 986	22 236	21 718	21 168
Number Residential Customers	218 837	214 478	209 731	206 410	204 134
Number Industrial Customers	1 478	1 450	1 413	1 373	1 377
Number General Service Customers	18 283	17 804	17 506	17 268	17 088
Number Street Light Customers	2 199	2 145	2 099	2 079	2 045
Total Direct Customers	240 797	235 877	230 749	227 130	224 644

* Includes extraordinary item ** Restated

System Map


Quebec
Ties to
Hydro-Quebec
Dalhousie
Caraquet
Eel River
Edmundston
Bathurst
Sisson
Grand
Falls
New Brunswick
Chatham
Tobique
Maine
Beechwood
Buctouche
Tie to
Prince Edward Island
P.E.I.
Moncton
Grand Lake
Fredericton
Mactaquac
Ties to
New England Utilities
Tie to Nova Scotia
Power Corporation
Saint John
Milltown
Point
Lepreau
Courtenay Bay
Cohesion
Cove
Nova Scotia
Grand Manan
Island

Generating Station Data

Business of NB Power

The New Brunswick Electric Power Commission is a publicly owned Provincial Crown Corporation established in 1920 under the Electric Power Act of the Provincial Legislature.

NB Power directly provides electricity for 240 797 customers and indirectly serves an additional 37 669 customers through sales to municipal utilities. The utility employs about 2 500 regular and temporary staff at various locations throughout the province. Total assets of over $2.8 billion include 3 190 MW of installed capacity at fourteen generating facilities and related transmission and distribution equipment.

NB Power is electrically interconnected with neighbouring utilities in Quebec, Nova Scotia, Prince Edward Island and New England. Interconnections provide significant business opportunities with participating utilities while strengthening the security of supply for all NB Power customers. Benefits derived from the purchase and sale of large amounts of energy over these interconnections enable NB Power to keep electric power rates in New Brunswick considerably lower than would otherwise be possible.

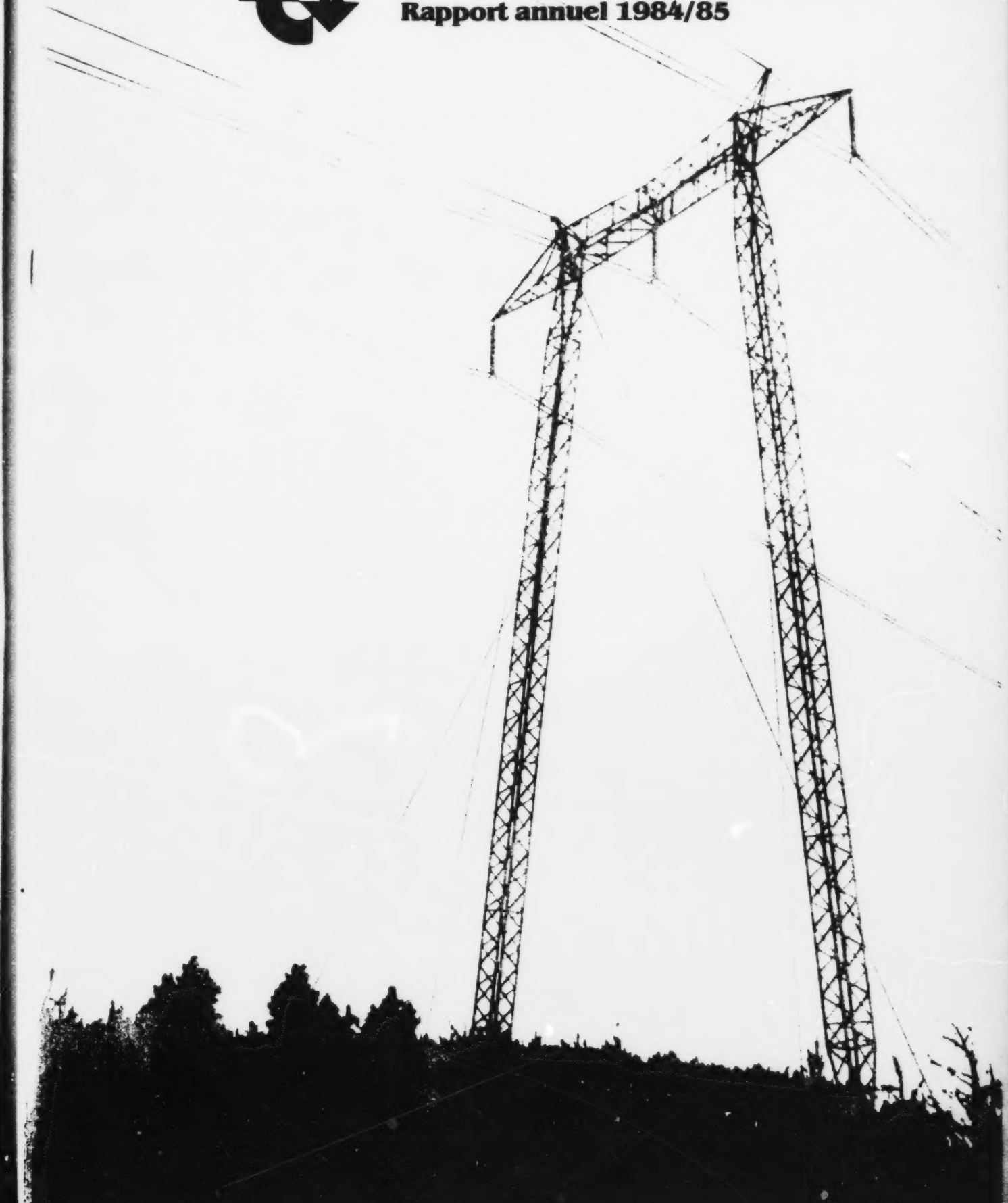
For English copies of this report contact:
The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

ISSN 0382 2974

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Rapport annuel 1984/85



Points saillants

Table des matières

le 24 juin 1985

À Son Honneur G. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1985.

Respectueusement soumis,

Leland W. McGaw, président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

L'Hon. Leland W. McGauley
Président

Arthur J. O'Connor
Directeur général

Commentaires

Un niveau toujours élevé de croissance de la charge, une amélioration des résultats financiers, un rendement exceptionnel de la centrale de Point Lepreau, une nouvelle interconnexion avec Hydro-Québec et des efforts suivis pour éliminer le facteur pétrole du calcul des coûts de l'électricité, voilà ce qui constitue les traits saillants de l'année financière 1984/85.

Ces deux dernières années, le taux d'utilisation de l'énergie électrique au Nouveau-Brunswick s'est accru plus rapidement que partout ailleurs au Canada. Plus de 12 000 conversions à l'électricité des systèmes de chauffage des locaux ont été enregistrées en 1984/85. Une enquête sur la diffusion des électroménagers menée en janvier 1985 a montré que l'électricité avait dépassé le mazout pour devenir la source principale d'énergie de chauffage des locaux résidentiels au Nouveau-Brunswick.

Pendant l'année, Énergie NB a continué à étendre son réseau d'interconnexions. Son principal projet en immobilisations a été l'achèvement de la construction de la ligne de transport à 345 kV qui fait partie de la deuxième interconnexion importante avec Hydro-Québec. De par cette nouvelle attache, une nouvelle dimension s'ajoute aux importations d'énergie du réseau d'Hydro-Québec vers la région. De plus, la capacité de transfert de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre a été augmentée. Les bénéfices issus de l'achat et de la vente d'électricité aux entreprises interconnectées maintiennent les tarifs électriques des abonnés de la province à un niveau considérablement plus bas qu'il n'aurait été autrement possible.

La centrale de Point Lepreau a affiché un facteur de capacité moyen de 89,9 pour cent pendant l'année financière, ce qui la place au nombre des chefs de file dans le groupe de près de 200 réacteurs d'une puissance égale ou supérieure à 500 000 kW.

Suite à l'achèvement d'une étude de faisabilité technique et économique, le gouvernement fédéral a approuvé un crédit de $33 millions requis pour financer la construction d'une chaudière à lit fluidisé à la centrale de Chatham. Le but du programme de démonstration de la combustion sur lit fluidisé est de prouver que la technologie de la combustion simultanée du charbon et des shistes bitumineux du Nouveau-Brunswick peut être rentable et acceptable du point de vue environnemental. En ce qui concerne Coleson Cove, l'année financière a vu l'achèvement de la dernière phase de l'étude visant à évaluer la possibilité de convertir au charbon la centrale actuellement alimentée au mazout et la mise en route des travaux de conception d'ingénierie.

Énergie NB s'efforce résolument d'améliorer sa productivité et les services à la clientèle. Pendant l'année financière, la société a conclu trois conventions collectives avec ses employés syndiqués. Alors que les effectifs de l'entreprise sont maintenus au niveau le plus bas qu'il est pratiquement possible grâce à une utilisation optimale des ressources humaines, la productivité est améliorée par la mise en place de systèmes informatisés d'information de direction et de conduite des affaires qui lui permettent aussi d'améliorer les services fournis à ses abonnés.

Les centrales efficaces mises en service au cours de la dernière décennie représentent environ 80 pour cent de la capacité de production thermique et nucléaire du réseau. Il y a lieu de croire que ces installations modernes conjuguées avec un nouveau réseau de transport à 345 kV pourront, avec quelques adjonctions mineures, fournir une alimentation assurée et stable jusque bien au delà de l'an 2000. Il convient de féliciter la direction et les membres du personnel d'Énergie NB de leurs efforts en vue de parvenir à cette position enviable.

Exploitation

Les ventes d'électricité à l'intérieur de la province ont connu un accroissement de 8,8 pour cent au cours de cette année. Le redressement économique continu et le plein effet de la croissance récente de la charge du secteur des mines et des pâtes et papiers ont contribué à la hausse de 10,7 pour cent des ventes aux abonnés de la catégorie industrielle. Les ventes au secteur domestique ont augmenté de 9,1 pour cent sous l'effet de plus de 12 000 conversions à l'électricité de systèmes de chauffage domestique et d'une augmentation de quelque 4 000 du nombre de nos abonnés. Les ventes à la catégorie générale et les livraisons en bloc ont connu un accroissement de 4,5 pour cent et 5,4 pour cent respectivement. Le 31 mars 1985, Énergie NB desservait directement 240 797 abonnés, soit 4 920 de plus que l'année précédente, et indirectement 37 669 autres abonnés. La charge provinciale était alimentée par les sources d'énergie suivantes: hydraulique, 24,9 pour cent; nucléaire, 31 pour cent; achats, 31,6 pour cent; charbon, 6,1 pour cent et mazout, 6,4 pour cent.

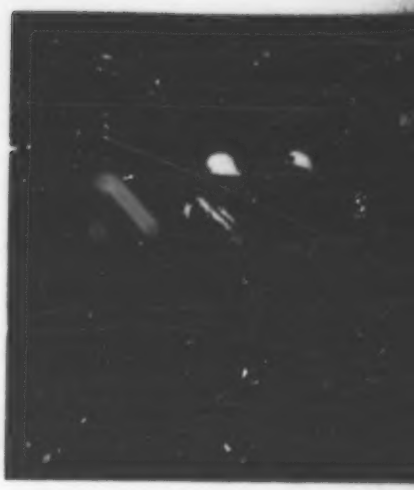
Le 6 février 1985, l'appel maximal des abonnés provinciaux a atteint 1 833 800 kW, une pointe qui est de 7,7 pour cent plus élevée que le dernier record enregistré en 1983-84. Un nouvel appel maximal brut de 2 838 500 kW, comprenant les exportations, a été atteint le 7 janvier 1985, ce qui représente une augmentation de 7,9 pour cent par rapport à l'année dernière.

Le total des ventes d'énergie régulière et d'énergie d'économie par le biais des interconnexions s'est établi à 5 994 millions de kW.h, soit une baisse de 4,4 pour cent par rapport à l'année précédente. La baisse s'explique par le déclin des ventes à la Nouvelle-Écosse en raison surtout de l'augmentation de leur production à partir du charbon. Le volume total des ventes d'énergie régulière, provenant principalement de Point Lepreau et de Coleson Cove, s'est élevé à 2 390 millions de kW.h, total essentiellement inchangé depuis l'année dernière. Les ventes d'énergie d'économie aux entreprises voisines se sont montées à 2 779 millions de kW.h à la Nouvelle-Angleterre, soit une hausse de 4,3 pour cent; à 419 millions de kW.h à l'Île-du-Prince-Édouard, soit une hausse de 4,8 pour cent; et à 406 millions de kW.h à la Nouvelle-Écosse, soit une baisse de 47,3 pour cent.

Le 23 août 1984, l'Office national de l'énergie a approuvé une entente visant la livraison de 30 000 kW de puissance et d'énergie associée en provenance du réseau à la Bangor Hydro Electric Company entre le 1er décembre 1984 et le 31 octobre 1991. Suite à une requête soumise par la Maritime Electric Company Limited de l'Île-du-Prince-Édouard, l'ONE a ordonné à Énergie NB le 20 février 1985 d'offrir l'énergie à l'entreprise canadienne à un prix ne dépassant pas celui offert aux entreprises américaines. Énergie NB s'est vue subséquemment accorder le droit d'interjeter appel de la décision et devra comparaître en juillet 1985 devant la Cour fédérale d'appel.

La deuxième moitié de l'année financière a vu l'achèvement d'installations importantes qui s'ajoutent au réseau de transport d'Énergie NB et lui permettent de tirer un meilleur profit des transactions d'interconnexions. En novembre 1984, l'artère radiale, qui fait partie de l'interconnexion Madawaska-Edmundston avec Hydro-Québec, a été mise sous tension à 315 kV, fournissant ainsi à la région nord-ouest du Nouveau-Brunswick une alimentation de 150 000 kW provenant directement du réseau d'Hydro-Québec. La ligne de transport à 345 kV faisant partie de la nouvelle interconnexion a été mise sous tension en mars 1985. La capacité de la ligne à 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre a été rehaussée en février 1985 pour passer de 600 000 kW à 700 000 kW.

Le total de la production et des achats d'énergie de toute provenance requis pour les ventes d'interconnexions et les besoins accrus de la province s'est monté à 16 767 millions de kW.h. Ce chiffre représente une hausse de 2,9 pour cent par rapport à l'année précédente et un nouveau record pour Énergie NB. Les achats d'électricité se sont accrus de 13,3 pour cent, atteignant un total de 5 009 millions de kW.h. La plus grande partie de cette électricité a été fournie par Hydro-Québec et le reste provenait d'autres entreprises interconnectées et de quelques établissements industriels de la province. La capacité de production hydraulique a augmenté suite à une élevation de trois pieds du niveau du réservoir de Mactaquac dans le cours du printemps de 1984. Bien qu'approchant de la moyenne à long terme, la production des centrales hydrauliques a décliné de 7,5 pour cent par rapport à l'année dernière. Vu la faible hydraulicité pendant la période de forte demande, la production thermique a surpassé de 6,6 pour cent celle de l'année précédente. La production nucléaire a atteint 5 355 millions de kW.h, ce qui représente un facteur de capacité annuel de 89,9 pour cent pour la centrale de Point Lepreau.



Bob Bradley, gérant du District de Sussex, bavarde avec Bill Henderson, contremaître Entretien général, Potash Company of America à tandis qu'on remplit de potasse les wagons tremies de 100 tonnes. Le chargement sera dirigé vers le port de Saint-Jean, situé seulement à 80 km (50 milles) pour être exporté outremer.

Dampney Products Ltd. utilise cette pompe à chaleur à recompression mécanique de la vapeur pendant l'évaporation, un des stades de la production du lait en poudre.

La Potash Company of America, située près de Sussex, est une des trois mines de potasse exploitées dans la région.

Potash Company of America et Dampney Products Ltd., deux abonnés de la catégorie industrielle du District de Sussex, utilisent des turbocompresseurs à vapeur à récupération d'énergie qui est un meilleur système énergétique que les méthodes d'évaporation traditionnelles.

Finances

Le revenu total s'est chiffré à $834,2 millions, soit une augmentation de $63,5 millions par rapport à l'année précédente. Le produit des ventes à l'intérieur de la province a augmenté de $48,7 millions pour atteindre un total de $484,5 millions. Cette hausse est attribuable à l'accroissement de 8,8 pour cent des ventes d'électricité et à l'augmentation de tarif de 6 pour cent en moyenne entrée en vigueur au début de la période. Le revenu provenant de l'exploitation des interconnexions s'est élevé à $349,7 millions, un accroissement de $16,8 millions, malgré le déclin de 4,4 pour cent des ventes d'électricité par rapport au niveau record enregistré l'année précédente. Les revenus de sources diverses ont connu une baisse de $6,6 millions vu le fait que, l'année précédente, les revenus de cette catégorie comprenaient $6,7 millions provenant de la vente de mazout en surplus.

Le coût total des combustibles et des achats d'électricité a augmenté de $57 millions pour atteindre $347,8 millions. Cette hausse est attribuable à une augmentation globale de 2,9 pour cent du volume brut de la production et des achats d'électricité, à une production hydraulique légèrement inférieure à celle de l'année précédente, et à l'effet de la hausse des prix du pétrole sur les coûts de production des centrales thermiques et, surtout, sur le coût des achats d'électricité. Les frais d'exploitation et d'entretien et les frais généraux ont connu une hausse de $20,8 millions, passant à $156 millions, et ceci surtout en raison de l'expansion des travaux d'entretien dans les installations de transport et de production importantes. Les coûts d'amortissement ont augmenté de $2,3 millions pour atteindre $71,8 millions et, en raison de la faiblesse du dollar canadien par rapport au dollar américain, les dépenses nettes d'intérêt ont atteint $242,4 millions, soit une hausse de $5,5 millions.

Le rendement supérieur continu de la centrale nucléaire est la cause principale de l'affectation de $18,8 millions à la Réserve pour la normalisation de la production. Cette somme est de $14,2 millions inférieure à celle imputée l'année précédente, la baisse étant attribuable à la plus longue durée de l'arrêt d'entretien prévu de la centrale de Point Lepreau et à la baisse de l'hydraulicité par rapport à l'année précédente.

Les bénéfices des ventes d'économie aux entreprises voisines ont cette année baissé de $6,3 millions par rapport aux montants records prévus au budget. L'amortissement des augmentations de revenu non-prévues provenant des ventes d'économie réalisées les années précédentes s'est chiffré à $14,9 millions. Pour tenir compte de ces deux facteurs, un virement de $21,2 millions a été effectué cette année du Compte de stabilisation des ventes d'économie au Compte des bénéfices.

Le bénéfice net de l'année a atteint $18,6 millions comparativement à $2 millions, niveau atteint l'année précédente. Les bénéfices conservés dans l'entreprise se sont chiffrés à $94,6 millions après affectation d'une somme de $13 millions à la Réserve de normalisation de la production. Ces affectations ont pour but d'assurer assez de fonds en réserve pour couvrir le coût de l'électricité de remplacement au cas où l'hydraulicité et la production nucléaire seraient insuffisantes pendant une période prolongée. Le montant cumulé de ces affectations est actuellement de $125 millions.

Le total des dépenses en immobilisations pour l'année financière est passé à $88,1 millions, de $74,4 millions qu'il l'était l'année précédente. Le projet le plus important pendant cette période était la construction de la deuxième interconnexion avec le réseau d'Hydro-Québec qui a été terminée avant la date prévue.

Pour financer le remboursement des dettes venant à échéance et le programme de construction de l'actif immobilisé, les emprunts suivants ont été effectués: $100 millions de débentures de fonds d'amortissement datées du 1er novembre 1984 et émises sur le marché canadien à un taux d'intérêt de 13¼ pour cent pour un terme de vingt ans.

L'approbation d'une nouvelle norme régissant les entrées de service à 125 ampères a mis la conversion à la portée d'un plus grand nombre d'abonnés parce qu'il est maintenant moins coûteux d'améliorer les entrées de service en place. Heather Connors-Dunphy représentante Commercialisation d'Énergie NB, se tient devant une entrée de service à 125 ampères.

Un micro-ordinateur portatif pour le relevé des compteurs. Ne dépassant pas les dimensions d'une grosse calculatrice, cet appareil comporte un clavier qui sert à introduire les renseignements fournis par le compteur et un petit écran d'affichage pour examiner les données introduites et recevoir des instructions programmées. Chaque jour, les données relatives à la facturation des abonnés recueillies par le releveur de compteurs sont transmises à l'ordinateur principal d'Énergie NB qui les vérifie et calcule le montant des factures d'électricité des abonnés.

Vue aérienne de Fredericton montrant au premier plan un quartier résidentiel du centre-ville. En 1984/1985, plus de 12 000 conversions à l'électricité des systèmes de chauffage des locaux ont été enregistrées dans la province. Le but de l'entreprise est que la plupart du reste des abonnés domestiques effectueront la conversion à l'électricité d'ici 1990.

Orientations

Énergie NB a réussi à surmonter la crise du pétrole et la crise nucléaire des années 70 et du début des années 80. Grâce à une base solide au niveau de la production et à son réseau d'interconnexions, l'entreprise est capable de satisfaire pendant maintes années à venir les besoins de ses abonnés. Elle emploie un personnel extrêmement compétent et met en oeuvre à son bénéfice de nombreux concepts innovateurs et projets de recherche et développement en vue de réduire l'importance du facteur pétrole dans le calcul des coûts de l'électricité.

Un projet de recherche et développement important financé par le gouvernement fédéral se poursuit à la centrale de Chatham d'Énergie NB et pourrait être très avantageux pour l'industrie des mines de charbon et de shiste bitumineux du Nouveau-Brunswick. La construction d'une nouvelle chaudière à combustion sur lit fluidisé circulant est déjà en cours. La combustion sur lit fluidisé circulant est une technologie de pointe qui consiste à brûler un combustible additionné de calcaire. Pendant la combustion, le calcaire capte les gaz acides qui produiraient des pluies acides s'ils étaient lâchés dans l'atmosphère. Le but du projet de Chatham est de démontrer que le charbon du Nouveau-Brunswick à haute teneur en soufre et le shiste bitumineux (le shiste contient du calcaire) peuvent être brûlés ensemble dans une chaudière à lit fluidisé circulant de façon rentable et acceptable du point de vue environnemental. Le projet de Chatham mène à la mise en place d'une installation de démonstration canadienne et pourrait entraîner l'établissement dans la province d'un groupe de production à l'échelle commerciale au début des années 90.

L'étude sur la conversion de la centrale de Coleson Cove, financée conjointement par le gouvernement fédéral et Énergie NB, s'est achevée en mars 1985. Ses résultats confirment qu'il est rentable et techniquement faisable de modifier les chaudières à mazout déjà en place. De plus, la conversion permettrait de réduire les émissions d'anhydride sulfureux en provenance de la centrale si l'on y brûle un charbon à faible teneur en soufre. Énergie NB est en train d'évaluer divers types de charbon en provenance d'un certain nombre de sources pour juger s'ils conviennent à la réalisation de cet objectif. Une évaluation de l'impact environnemental a été préparée et des audiences publiques sur les répercussions environnementales sont prévues pour le milieu de 1985.

Quand le poste de conversion haute tension courant continu d'une capacité de 350 000 kW d'Hydro-Québec sera achevé au milieu de 1985, la capacité des interconnexions avec Hydro-Québec doublera pour atteindre 1 000 000 kW. De ce fait, une quantité additionnelle d'électricité sera disponible pour les ventes à l'intérieur de la province et les exportations. Pendant l'année financière courante, la capacité de l'attache existante avec la Nouvelle-Angleterre a été augmentée pour passer de 600 000 à 700 000 kW. Des discussions et des études d'impact environnemental portant sur l'aménagement d'une deuxième interconnexion à 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre se poursuivent.

Énergie NB continuera à chercher de nouveaux débouchés à l'intérieur ainsi qu'à l'extérieur de la province. Les revenus qui découlent des transactions d'énergie avec les entreprises voisines sont montés en flèche au cours des dernières années et représentent maintenant plus de 40 pour cent du revenu global de l'entreprise. Énergie NB compte intensifier ses efforts visant à éliminer autant que possible l'incertitude qui caractérise actuellement les transactions d'énergie interruptible et entend mettre sur pied à cet effet des offres d'énergie et de puissance régulière là où les conditions du marché le permettent.

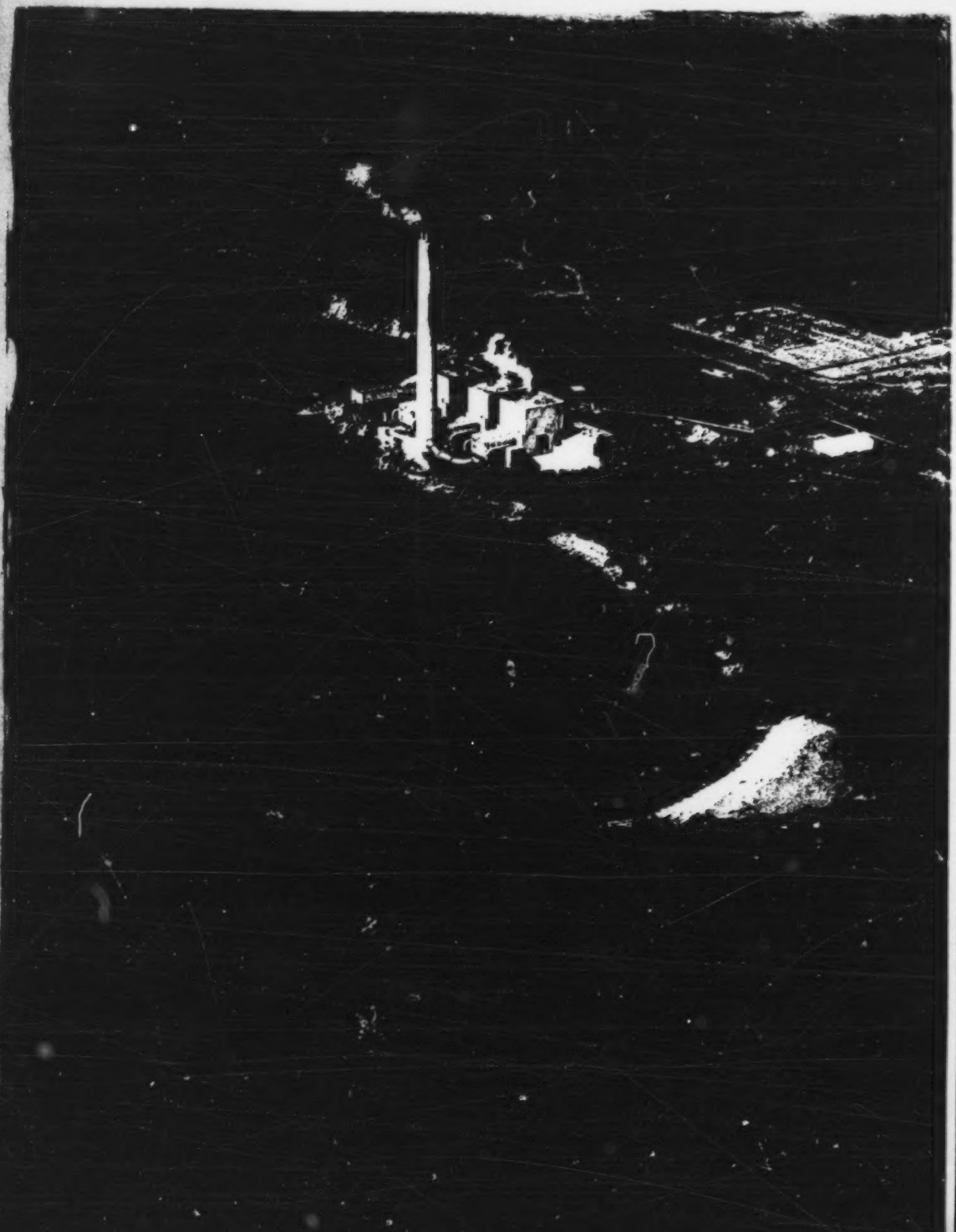
Énergie NB poursuit activement sa campagne de commercialisation pour faire accepter le concept de construire une deuxième tranche nucléaire à Point Lepreau à des fins d'exportation. En raison de difficultés d'ordre réglementaire, il est extrêmement difficile aux entreprises de la Nouvelle-Angleterre de s'engager à faire des achats à partir de Lepreau 2, malgré les avantages considérables qu'elles pourraient s'attendre à en retirer. Comme le projet profiterait énormément au Canada et au Nouveau-Brunswick, Énergie NB intensifie ses efforts pour mettre au point des mécanismes permettant de surmonter les obstacles d'ordre réglementaire aux États-Unis et de procéder à la réalisation du projet.

La croissance rapide des ventes à l'intérieur de la province est attribuable à deux facteurs, les activités de commercialisation et l'annonce par le gouvernement fédéral en novembre 1984 que son Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP) prendrait fin en mars 1985. Plus de 12 000 conversions à l'électricité des systèmes de chauffage des locaux ont été enregistrées en 1984/85, soit plus du double du nombre de conversions effectuées pendant chacune des deux années précédentes. De plus, 26 pour cent de ces conversions ont été effectuées sans que l'abonné ait à changer son entrée de service et, par conséquent, à moindres frais tant pour les abonnés que pour Énergie NB. Les réponses des abonnés à une enquête sur la diffusion des électroménagers ont indiqué que le taux de conversion au chauffage électrique continuera à être élevé en raison des économies de coût importantes pour

Croquis de la centrale de Chatham montrant le bâtiment actuellement en construction où sera installée la chaudière à lit fluidisé circulant.

Croquis d'une deuxième tranche nucléaire à Point Lepreau.

Coleson Cove, sur la baie de Fundy, est la plus grande centrale au mazout d'Énergie NB. Une étude financée conjointement par le gouvernement fédéral et Énergie NB a confirmé qu'il était techniquement et économiquement faisable de convertir cette centrale au charbon.



les abonnés, malgré l'abrogation du PCRP. Le but de l'entreprise est d'obtenir d'ici 1990 que la plupart du reste des abonnés convertissent à l'électricité leur chauffage domestique alimenté au mazout de la manière la plus rentable.

Les études de marché ont aussi identifié les possibilités qui existent dans le secteur industriel pour l'application des électrotechnologies nouvelles comme les pompes à chaleur. Plusieurs établissements industriels ont déjà adopté cette technologie. La Potash Company of America, Dairytown Products Ltd. et Fraser's ont installé un appareillage de recompression mécanique de la vapeur. Les turbo-compresseurs actionnés par l'électricité, ou thermo-pompes à «cycle ouvert», permettent à de tels établissements de faire des économies d'énergie considérables par rapport aux méthodes d'évaporation traditionnelles.

Dans le cadre de projets à long terme de mise en place de systèmes d'ordinateurs, plusieurs nouveaux systèmes informatisés ont été mis en service en 1984/85. Un nouveau système d'achats a raccourci de trois à quatre semaines le cycle d'achat des pièces de rechange. Dans le domaine de l'ingénierie, la conception assistée par ordinateur a augmenté la productivité de la conception et l'entretien des dessins. L'introduction d'un nouveau système d'enregistrement en direct des dessins permet de suivre les changements apportés aux dessins. En automne 1984, Énergie NB a commencé à utiliser des microordinateurs portatifs pour le relevé des compteurs. Ce système offre la possibilité d'effectuer la facturation sur place en même temps que le relevé. Un autre exemple d'efficacité accrue dans le domaine des services à la clientèle est le système automatisé utilisé pour donner suite aux demandes de service des abonnés. L'implantation de ces systèmes a non seulement amélioré la productivité, mais elle fournit aussi une base de données utiles à la direction dans ses tâches de gestion. Les plans pour la prochaine année comportent l'élargissement et le perfectionnement du système d'information de direction et l'introduction de la technologie de la bureautique. De ce fait, il deviendra possible d'intégrer le traitement des mots, les communications, l'information de direction et le traitement de l'utilisateur final pour accroître la productivité à tous les échelons de la compagnie.

Un système de surveillance en direct du rendement thermique a réussi à augmenter le rendement opérationnel dans les trois principales centrales alimentées aux combustibles fossiles et, par conséquent, à faire des économies de combustible. De plus, un système de gestion de l'entretien a été mis en place dans toutes les centrales de la province. Conçu et mis au point par les employés d'Énergie NB, ce système informatisé a mené à un accroissement de productivité considérable dans les centrales importantes. Les plans pour 1985/86 comportent le perfectionnement du système de gestion de l'entretien y compris l'introduction de modules renfermant l'histoire de l'équipement.

Énergie NB a grande confiance dans l'excellente compétence de son personnel et dans les fondements solides de son équipement de production et de transport et regarde les années qui la sépare de l'an 2000 avec optimisme.

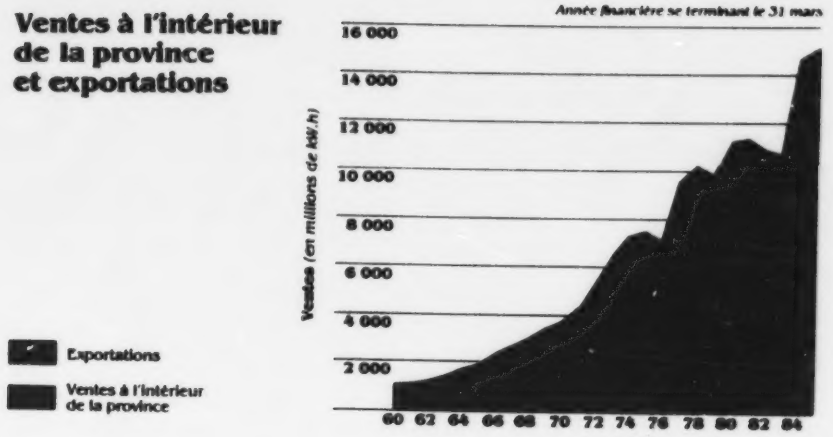
Dorothy Theriault opératrice de centrale nucléaire adjointe en stage à Point Lepreau. Dorothy est la première femme au Canada à occuper ce poste.

Leland W. McGiaw
Président

Arthur J. O'Connor
Directeur général

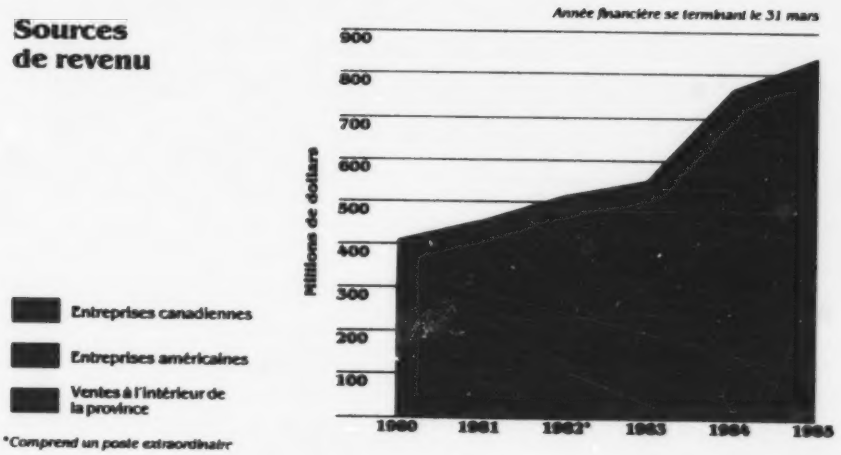
Kandy Cuss et Ron Johnston, monteurs de lignes de première classe. Les monteurs de lignes sont le maillon essentiel entre la production et la distribution de l'électricité.

Ventes à l'intérieur de la province et exportations



Les exportations sont devenues de plus en plus importantes pour Énergie NB au cours des 25 dernières années.

Sources de revenu

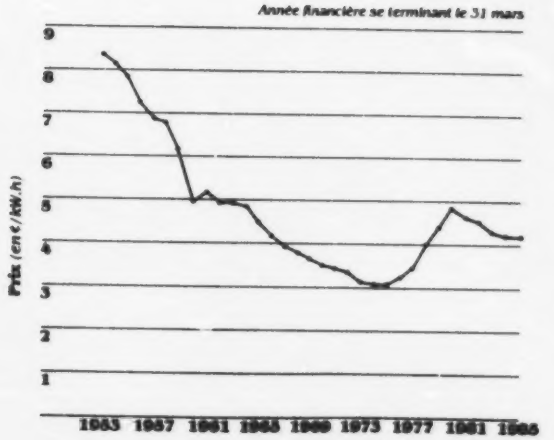


*Comprend un poste extraordinaire

Les revenus dérivés des exportations d'électricité aux entreprises canadiennes et américaines constituent maintenant plus de 40 pour cent du revenu global.

Prix moyen de l'électricité fournie par Énergie NB

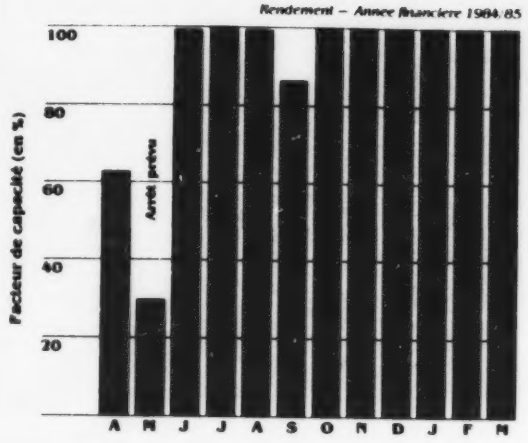
En dollars constants de 1981



Après les crises du pétrole des années 70 et du début des années 80, les prix en dollars réels de l'électricité au Nouveau-Brunswick ont recommencé à décliner.

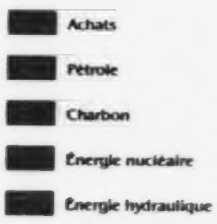
Au cours de l'année financière, la centrale de Point Lepreau a atteint un facteur de capacité de 89,9 pour cent, ce qui en fait une des centrales nucléaires ayant le meilleur rendement au monde.

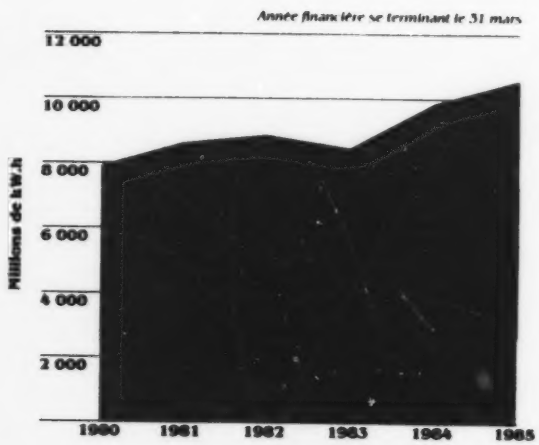
Rendement de Point Lepreau



La plus grande partie de l'énergie requise pour les besoins des abonnés de la province continue de provenir de la production hydraulique et nucléaire et des achats d'électricité.

Sources d'énergie pour alimenter la charge provinciale

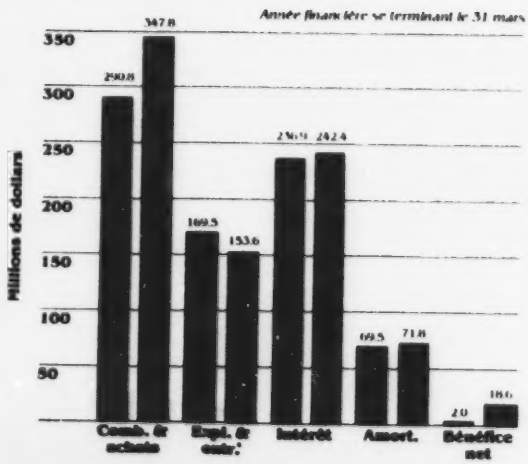




Malgré l'effet défavorable sur les coûts de l'augmentation du prix du pétrole, le bénéfice net est passé de $2 millions à $18,6 millions.

Répartition des revenus

*y compris les redressements



Organigramme

La Commission

L'Hon. Leland W. McGaw, président

Louis E. Landry, vice-président

Gaétan Bossé

Jean C. Chiasson

William K. Cleghorn

Peter J. Dykeman, C.R.

Eric C. Garland

Harry Williston

Donna K. Young

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor,
directeur général

Frank C. MacLoon,
directeur général adjoint
Génie et Exploitation

Richard A. Toner,
directeur général adjoint
Administration

G. Linwood Titus,
directeur général adjoint
Planification et
Développement

Paul S. Creaghan, C.R.
secrétaire et chef du
contentieux

Terrence S. Thompson,
directeur, Affaires publiques
et Commercialisation

Frank H. Ryder,
directeur, Études
économiques générales

Kenneth B. Little,
directeur, Finances et
trésorier

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

États financiers

Bilan

au 31 mars 1985

Actif

	1985	1984
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé et la construction en cours (note 2)	**2 372 897 446 $**	2 359 378 894 $
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**4 584 810**	20 750 231
Débiteurs	**104 626 570**	90 267 239
Matières, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**78 457 920**	64 455 755
Charges payées d'avance	**2 440 333**	2 418 695
	190 109 633	177 891 920
Charges reportées		
Différences de change latentes, moins les montants amortis (note 3)	**160 367 728**	129 445 496
Déclassement de la centrale nucléaire	**68 100 000**	69 900 000
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**20 984 635**	22 327 490
Frais d'arpentage, d'ingénierie et de formation relatifs à l'expansion des installations	**722 336**	1 731 337
Autres charges	**59 689**	138 777
	250 234 358	223 543 100
Fonds détenus à des fins particulières		
Fonds d'assurance	**7 731 429**	7 667 312
	2 820 972 866 $	2 768 481 226 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leland W. McCaw, président

Louis E. Landry, vice-président

Passif

	1985	1984
Dette à long terme (note 4)		
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	1 820 330 193 $	1 818 410 683 $
Billet à payer à Énergie Atomique du Canada, Limitée	346 280 839	350 000 000
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	45 438 165	47 072 094
Emprunt à la province du Nouveau-Brunswick	–	643 896
Autre dette à long terme	7 190 932	7 325 646
Obligation en vertu du contrat de location-acquisition	11 259 385	11 259 385
	2 230 499 514	2 234 711 704
Moins tranche échéant à moins d'un an	123 507 825	131 688 357
	2 106 991 689	2 103 023 347
Passif à court terme		
Dette bancaire (note 5)	11 198 281	2 669 516
Créditeurs et frais courus	70 685 019	51 762 156
Intérêt couru sur les débentures et billets émis par la Commission	100 743 559	93 891 273
Intérêt couru sur l'emprunt à la province du Nouveau-Brunswick	–	9 182
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	123 507 825	131 688 357
Retenues sur les contrats en cours	1 713 347	2 584 056
Dépôts pour service	1 150 934	1 143 205
	308 998 965	283 747 745
Passif reporté		
Avances des abonnés à titre de contribution aux frais de construction	–	464 349
Compte de stabilisation des ventes d'économie (note 6)	6 204 545	27 370 000
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire (note 7)	86 996 886	79 460 930
	93 201 431	107 295 279
Réserves (note 8)	217 209 974	185 450 974
Bénéfices conservés dans l'entreprise	94 570 807	88 963 881
	2 820 972 866 $	2 768 481 226 $

État des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1985

	1985	1984
Produits		
Ventes d'électricité (note 9)	818 243 480 $	747 330 838 $
Ventes de vapeur	8 109 478	6 892 843
Autres (note 10)	7 854 305	14 454 605
	834 207 263	768 678 286
Charges		
Achats d'électricité	169 281 887	135 239 162
Production d'électricité		
Combustibles	178 508 647	157 574 972
Autres charges	80 496 635	64 281 827
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	75 529 759	70 975 289
Amortissement	71 812 224	69 532 299
	575 629 152	495 603 549
Bénéfice avant les intérêts et le change	258 578 111	273 074 737
Intérêts et change	258 998 214	247 364 724
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	3 115 186	3 144 197
Amortissement des différences de change latentes	16 869 257	11 086 181
	278 982 657	261 595 102
Déduire		
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	32 907 192	22 910 053
Intérêts capitalisés	3 697 825	1 758 546
	36 605 017	24 668 599
	242 377 640	236 926 503
Bénéfice net d'exploitation de l'exercice avant les postes suivants	16 200 471	36 148 234
Redressement pour la normalisation de la production	(18 759 000)	(33 000 739)
Virement du (au) compte de stabilisation des ventes d'économie (note 6)	21 165 455	(1 195 000)
	2 406 455	(34 195 739)
Bénéfice net de l'exercice	18 606 926 $	1 952 495 $

État des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1985

	1985	1984
Solde au début de l'exercice	**88 963 881 $**	88 011 386 $
Bénéfice net de l'exercice	**18 606 926**	1 952 495
	107 570 807	89 963 881
Affectation à la réserve pour la normalisation de la production	**13 000 000**	1 000 000
Solde à la fin de l'exercice	**94 570 807 $**	88 963 881 $

État de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1985

	1985	1984
Provenance des fonds		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	18 606 926 $	1 952 495 $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de mouvement de fonds		
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire	9 335 956	7 900 601
Provision pour l'amortissement des bâtiments, de l'outillage et du matériel	71 812 224	69 532 299
Amortissement des véhicules	1 327 853	1 511 300
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	3 115 186	3 144 197
Amortissement des différences de change latentes	16 860 257	11 086 181
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie	(21 165 455)	1 195 000
Redressement pour la normalisation de la production	18 789 000	33 000 739
Frais d'arpentage, d'ingénierie et de formation radiés	1 009 001	182 136
	119 669 948	129 504 948
Produit de l'émission de débentures et de billets, moins l'escompte et les frais	98 227 649	–
Obligation en vertu du contrat de location-acquisition	–	11 259 385
Contributions aux frais de construction	648 578	2 798 615
Produit de la vente de biens	343 767	374 154
Diminution des autres charges reportées	79 118	18 688
(Diminution) augmentation du fonds de roulement compte non tenu des changements de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	21 214 039	(5 800 255)
	240 183 099 $	138 155 535 $
Utilisation des fonds		
Dépenses en immobilisations	88 118 303 $	74 387 937 $
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles)	98 019 080	20 486 867
Dépôts dans les fonds d'amortissement	81 560 912	40 628 656
Augmentation des frais reportés d'arpentage, d'ingénierie et de formation	–	985 056
Remboursement d'un emprunt à la Commission d'énergie du Nord canadien	1 633 928	1 543 757
Remboursement d'un emprunt à Énergie Atomique du Canada, Limitée	3 719 161	–
Diminution des autres dettes à long terme	134 715	123 262
	240 183 099 $	138 155 535 $

Notes complémentaires

31 mars 1985

1. Sommaire des principales conventions comptables

Les états financiers dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût à l'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits à l'égard de l'énergie produite pendant la période des essais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement d'après les frais d'intérêt sur les emprunts à long terme.

Les frais de réparation et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou rénovés, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement cumulé, est débité ou crédité à l'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions gouvernementales à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux devant amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des prix qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions gouvernementales. La durée d'utilisation prévue des principales catégories d'immobilisations fait l'objet de vérifications périodiques et s'établit comme suit:

Biens	*Années*
Centrales hydro-électriques	68
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes de transport et de distribution	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments généraux	40
Bâtiment détenu en vertu du contrat de location-acquisition	50

b) Stocks

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escompte et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, d'ingénierie et de formation relatifs à l'expansion des installations

Les frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations conclues en monnaie étrangère
Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire selon la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours, montants qui sont reportés jusqu'à l'achèvement du projet, date à partir de laquelle ils sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes sur change reportés est accumulé dans un compte de différences de change latentes qui figure au bilan sous le poste Charges reportées.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Produits
Les abonnés des services résidentiel et général sont facturés mensuellement à différentes dates selon des critères préétablis. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. La Commission ne comptabilise pas les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

g) Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de recouvrer ses charges d'exploitation et son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs, reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes d'économie et sur lesquels la Commission n'a bien souvent aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits imprévisibles. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un poste de redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes d'économie.

Redressement pour la normalisation de la production

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les conditions hydrauliques et le rendement de la centrale nucléaire, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis près de 35 ans ainsi que sur le rendement de la centrale nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des industries comparables et de l'expérience du groupe nucléaire en matière d'exploitation.

Compte de stabilisation des ventes d'économie

Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes d'économie. Les montants ainsi reportés sont ajoutés au calcul des revenus nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h) Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire
Afin de pourvoir aux coûts futurs afférents à l'évacuation définitive des déchets de combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire afin que l'emplacement ne soit plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, ajoutés aux intérêts, sont proportionnels au coût total de ces activités futures au fur et à mesure où ils sont engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport vers des installations d'évacuation à long terme et de la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Relativement aux déchets de combustible irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommé, tandis que le coût du déclassement de la centrale nucléaire sera établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la centrale.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charge et de passif reportés. Le montant total qui sera recouvré pendant la durée utile de la centrale à l'égard du déclassement a été comptabilisé à la date où la centrale nucléaire est entrée en service. Le montant recouvré des abonnés se rapportant au déclassement est déduit chaque année du compte de charge reportée. Quant aux charges liées à la gestion des déchets de combustible irradié consommé pendant l'année et imputées aux abonnés et aux intérêts

composés annuellement sur les sommes cumulées perçues des abonnés, elles sont ajoutées au compte de passif reporté. L'intérêt se calcule d'après le taux d'emprunt à long terme accordé par la Commission et est imputé chaque année aux résultats.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission entend mettre ses calculs à jour périodiquement par le biais de redressements qui pourront s'avérer nécessaires.

2. Immobilisations

	1985	1984
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	**2 200 308 479 $**	2 180 325 984 $
Réseau de transport	**152 961 274**	130 465 066
Postes de distribution	**183 230 878**	170 304 020
Réseau de distribution	**269 407 464**	244 668 915
Autres propriétés*	**25 925 236**	25 719 692
Matériel de communication	**4 398 565**	4 320 123
Véhicules et matériel divers	**28 052 308**	26 481 894
	2 864 284 204	2 782 285 694
Moins les contributions pour aide à la construction	**12 035 639**	10 922 712
Subventions gouvernementales – Installations de Mactaquac et à CCHT (courant continu à haute tension)	**22 500 000**	22 500 000
	34 535 639	33 422 712
	2 829 748 565	2 748 862 982
Moins l'amortissement cumulé	**484 942 575**	415 100 166
	2 344 805 990	2 333 762 816
Construction en cours	**28 091 456**	25 616 078
	2 372 897 446 $	2 359 378 894 $

* y compris 11 259 385 $, soit le montant brut des biens détenus en vertu du contrat de location-acquisition.
L'amortissement cumulé comprend 225 188 $ à l'égard de ces éléments d'actif.

3. Différences de change latentes, moins les montants amortis

	1985	1984
Différence de change à la date du bilan relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	**10 681 229 $**	27 447 900 $
Remboursables en dollars des États-Unis	**243 034 698**	168 079 919
Différence de change à la date du bilan relative à l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**–**	283 412
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick		
Fonds d'amortissement des débentures et des billets émis par la Commission	**(43 619 756)**	(31 288 323)
Fonds d'amortissement de l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**–**	(25 726)
Prime du change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	**(231 429)**	(167 312)
	209 864 742	164 329 870
Moins l'amortissement cumulé	**49 497 014**	34 884 374
	160 367 728 $	129 445 496 $

4. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Taux d'intérêt	1985	1984
Remboursables en dollars canadiens			
1985 17 mars	13¼	— $	75 000 000 $
1985 15 mai	13¾	1 883 000	75 000 000
1987 15 mars	5½	2 650 000	2 650 000
1988 1er novembre	5½	2 000 000	2 000 000
1989 15 octobre	8½	228 000	228 000
1990 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
1990 15 mai	13¾	73 117 000	—
1990 1er août	9	293 000	293 000
1991 1er juillet	5¾	5 000 000	5 000 000
1992 15 mars	5½	7 350 000	7 350 000
1993 8 février	11¾	100 000 000	100 000 000
1993 1er novembre	5½	6 000 000	6 000 000
1994 15 juin	5½	10 000 000	10 000 000
1994 31 décembre	5½	3 790 000	3 790 000
1995 1er mai	6¼	15 000 000	15 000 000
1995 15 mai	10¾	20 000 000	20 000 000
1995 15 octobre	5¾	7 500 000	7 500 000
1996 1er janvier	6	13 800 000	13 800 000
1996 1er mars	6	4 000 000	4 000 000
1996 1er octobre	6½	6 100 000	6 100 000
1996 15 novembre	7¾	20 000 000	20 000 000
1997 15 octobre	8¾	20 000 000	20 000 000
1998 15 novembre	8½	25 000 000	25 000 000
1999 1er octobre	11	24 674 000	24 674 000
1999 31 décembre	5½	8 210 000	8 210 000
2000 1er mars	10	50 000 000	50 000 000
2000 25 août	11¾	35 000 000	35 000 000
2003 21 décembre	10¼	75 000 000	75 000 000
2004 1er novembre	13¼	100 000 000	—
2005 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
		736 595 000	711 595 000
Remboursables en francs suisses			
1985 20 avril (100 000 000 FS)	4¼	60 815 000	60 815 000
1991 28 septembre (76,000,000 FS)	6	29 761 600	29 761 600
1992 30 août (73 770 000 FS)	5¼	33 203 877	33 532 450
1993 30 mars (85 000 000 FS)	3¾	48 546 050	51 401 700
Dollars canadiens à la date d'émission		172 326 827	175 510 750
Différence de change à la date du bilan		10 681 229	27 447 900
		183 007 756	202 958 650

Échéance	*Taux d'intérêt*	1985	1984
Remboursables en dollars des États-Unis			
1986 2 janvier	5¼	**1 082 000 $US**	2 110 000 $US
1986 1er novembre	5¼	**865 000**	1 265 000
1987 1er septembre	5¼	**1 778 000**	1 778 000
1988 1er octobre	17	**60 000 000**	60 000 000
1989 1er mars	16¼	**75 000 000**	75 000 000
1990 15 avril	5	**7 300 000**	8 041 000
1991 1er mai	5½	**8 593 000**	9 259 000
1991 1er mai	15	**100 000 000**	100 000 000
1991 15 novembre	6	**17 500 000**	17 500 000
1992 15 octobre	6½	**15 000 000**	15 000 000
1993 15 février	6⅜	**15 000 000**	15 000 000
1994 1er février	7¼	**10 000 000**	10 000 000
1994 1er mars	9¼	**55 900 000**	58 900 000
1995 1 octobre	10½	**75 000 000**	75 000 000
1997 15 février	9	**81 250 000**	87 500 000
1998 1er avril	7⅜	**35 550 000**	37 125 000
2001 1er mai	9⅜	**100 000 000**	100 000 000
2004 1er avril	8¼	**50 000 000**	50 000 000
2005 15 janvier	10	**75 000 000**	75 000 000
2007 1er août	8¼	**75 000 000**	75 000 000
Dollars des États-Unis		**859 818 000**	873 478 000
Prime du change à la date d'émission		**72 518 508 $CA**	73 436 748 $CA
Différence de change à la date du bilan		**243 034 698**	168 079 919
		1 175 371 206	1 114 994 667
		2 094 973 962	2 029 548 317
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		**231 024 013**	179 849 311
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		**43 619 756**	31 288 323
		274 643 769	211 137 634
		1 820 330 193 $	1 818 410 683 $

	1985	1984
Énergie Atomique du Canada, Limitée		
Billet remboursable en 25 versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts au taux de 9,7064 % par année jusqu'en 2008	**346 250 839 $**	350 000 000 $
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien		
Remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4½ % et 8½ % par année jusqu'en 2011	**45 438 165 $**	47 072 094 $
Emprunt à la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lequel la Province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursable en dollars des États-Unis)	**— $**	1 025 000 $US
Différence de change à la date du bilan	**—**	283 412 $CA
	—	1 308 412
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu par la Province relativement à ces débentures		
Valeur comptable	**—**	638 790
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère	**—**	25 726
	—	664 516
	— $	643 896 $
Autre dette à long terme		
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, ainsi que l'intérêt, à 9¼ % par année, en versements annuels égaux jusqu'en 1993	**931 888 $**	1 008 557 $
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt, à des taux variant entre 9⅛ % et 9⅜ % par année, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2011	**6 259 044**	6 317 089
	7 190 932 $	7 325 646 $

Obligation en vertu du contrat de location-acquisition

La Commission a conclu un contrat de location d'une durée de 50 ans à l'égard de l'édifice abritant son siège social à Fredericton. Le contrat de location exige la répartition des coûts en capital et des frais d'exploitation en général en proportion de la superficie occupée par les locataires. Les intérêts débiteurs varient avec le taux préférentiel bancaire et l'amortissement de l'obligation en vertu du contrat de location est calculé suivant la méthode de l'amortissement à intérêts composés sur une période de 45 ans commençant la sixième année. La Commission jouit d'options d'achat de l'édifice à des dates et à des prix préétablis au cours de la durée du contrat de location. Le principal à rembourser en vertu du contrat de location-acquisition s'élève à 11 259 385 $. De ce montant, les premiers remboursements en vertu des exigences relatives au fonds d'amortissement s'élèvent à 14 565 $ et devront être effectués au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 1989, tandis que des remboursements de 30 347 $ devront être effectués au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 1990.

Remboursements de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1985, à l'exception des paiements en vertu du contrat de location-acquisition, viennent à échéance de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1990:

	Dollars canadiens	Dollars des États-Unis	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1986	18 477 101 $	27 772 000 $	113 000 000 FS
Exercice se terminant le 31 mars 1987	18 910 254	26 819 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1988	18 889 688	26 489 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1989	19 896 841	160 950 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1990	64 168 449	23 043 000	13 000 000

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel prévoient que la Commission peut satisfaire à ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100 % du principal des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées avec avis au ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou toute perte provenant d'une telle opération est porté aux résultats.

5. Marge de crédit à court terme

La Commission dispose de marges de crédit bancaire garanties par la province du Nouveau-Brunswick lui permettant de faire des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. Au 31 mars 1985, ces emprunts à court terme s'élevaient à 975 000 $ (200 000 $ en 1984) et sont inscrits au bilan, ainsi que les chèques en circulation, au poste Dette bancaire.

6. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1985	1984
Solde au début de l'exercice	**27 370 000 $**	26 175 000 $
Excédent (insuffisance) des bénéfices réels sur les bénéfices prévus découlant des ventes d'économie de l'exercice	**(6 270 000)**	14 393 000
	21 100 000	40 568 000
Moins le montant amorti	**14 895 455**	13 198 000
Solde à la fin de l'exercice	**6 204 545 $**	27 370 000 $

7. Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire

	1985	1984
Solde au début de l'exercice	**79 460 930 $**	73 360 329 $
Montants recouvrés des abonnés pour couvrir les frais de gestion des déchets de combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	**5 761 714**	5 475 283
Intérêts	**1 774 242**	625 318
Solde à la fin de l'exercice	**86 996 886 $**	79 460 930 $

Les charges liées à la gestion des déchets de combustible irradié et au déclassement de la centrale nucléaire sont incluses dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputées aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant total recouvré de cette manière correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charge reportée pour le déclassement de la centrale nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Commission.

	1985	1984
Compte de passif reporté pour la gestion des déchets de combustible irradié et le déclassement de la centrale nucléaire	**86 996 886 $**	79 460 930 $
Moins le compte de charge reportée pour le déclassement de la centrale nucléaire	**68 100 000**	69 900 000
Total du montant recouvré des abonnés	**18 896 886 $**	9 560 930 $

8. Réserves

	1985	1984
Normalisation de la production	**209 709 974 $**	177 950 974 $
Assurances	**7 500 000**	7 500 000
	217 209 974 $	185 450 974 $

Réserve pour la normalisation de la production
Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 1g), la Commission augmente la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 125 000 000 $ au 31 mars 1985 (112 000 000 $ en 1984). Ces virements sont effectués afin d'avoir la certitude que la réserve sera constituée d'un montant suffisamment élevé pour couvrir le coût de remplacement de la source d'énergie au cas où le débit d'eau et le rendement de la centrale nucléaire seraient touchés par des conditions défavorables pendant une période indéterminée.

Réserve pour assurances
Cette réserve a été constituée par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise et sert de fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance.

9. Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité comprennent des ventes de 297 533 080 $ (269 349 529 $ en 1984) à des entreprises de services publics aux États-Unis.

La valeur de ces ventes inclut des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

10. Produits divers

Les produits divers pour l'exercice terminé le 31 mars 1984 comprennent 6 717 515 $, soit le produit de la vente d'un excédent de mazout lourd, moins le coût d'acquisition de ce mazout.

11. Engagements relatifs à des investissements

Le budget des investissements de la Commission pour l'exercice se terminant le 31 mars 1986 totalise 103 225 000 $. De cette somme, 24 781 000 $ sont consacrés à la conversion de la centrale Coleson Cove dont les travaux n'ont pas encore été entrepris.

12. Passif éventuel

Afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, la Commission a garanti les paiements de N.B. Coal Limited, société d'État contrôlée et détenue par la Province, en vertu d'un engagement de prêt et d'un contrat de location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. Les paiements maximaux éventuels au cours des 15 années restantes de la durée du contrat s'élèvent à 31 067 369 $. En retour, la Commission a droit à toute la production de charbon au prix coûtant ainsi qu'à une cession de la grue à benne traînante et à des droits miniers correspondants dans le cas où N.B. Coal Limited manquerait aux engagements stipulés dans le contrat de location. Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 1985, les achats de charbon de N.B. Coal Limited ont totalisé 30 591 007 $ (30 595 112 $ en 1984). Au 31 mars 1985, la Commission devait à N.B. Coal Limited 2 327 566 $ (2 628 319 $ en 1984) à l'égard des livraisons courantes.

13. Événement postérieur au bilan

Le 1er mai 1985, la Commission a émis 75 000 000 $ de débentures 12½ %, échéant le 1er mai 2005, payables en dollars canadiens.

Rapport des vérificateurs

Touche Ross & Cie
Comptables Agréés

L'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1985 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1985 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie.

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 24 juin 1985

PLACE CARLETON – 520 RUE KING – FREDERICTON (NOUVEAU-BRUNSWICK) E3B 6G3
TÉLÉPHONE (506) 455-0340

Bilan de la production et des ventes *pour l'année financière terminée le 31 mars 1985*

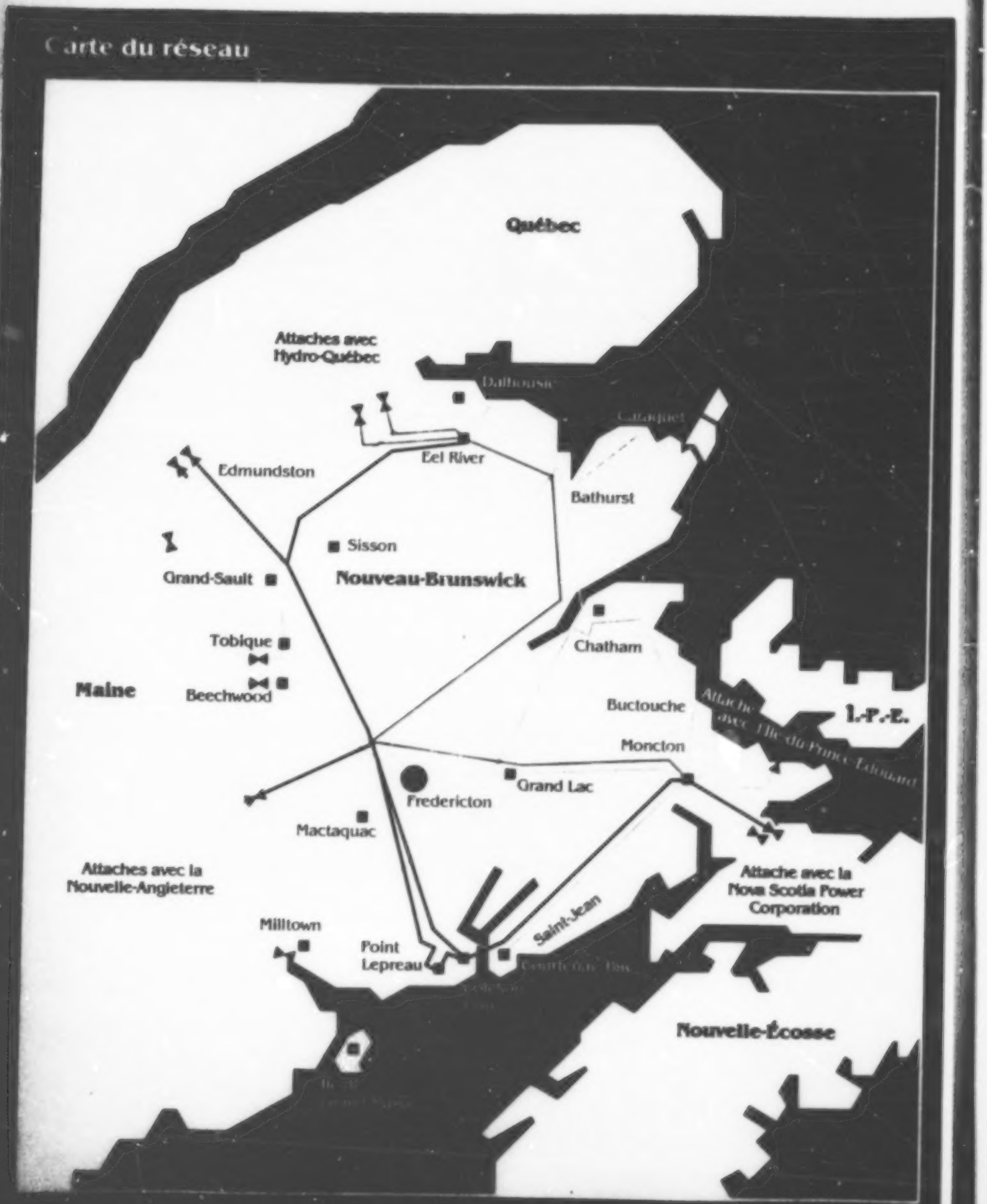
	1985 kilowattheures	1984 kilowattheures	Différence en kilowattheures	% + −
Production				
Hydraulique	2 638 410 700	2 852 627 800	− 214 217 100	− 7,5%
Thermique	3 768 477 000	3 532 076 000	+ 233 401 000	+ 6,6%
Nucléaire	5 354 641 000	5 493 774 000	− 139 133 000	− 2,5%
Diesel	32 700	78 700	− 46 000	− 58,5%
Achats	5 006 654 900	4 420 656 545	+ 587 998 355	+ 13,3%
Production brute et achats	16 767 216 300	16 299 213 045	+ 468 003 255	+ 2,9%
Consommation des centrales	770 156 400	766 165 909	+ 3 990 491	+ 0,5%
Production nette et achats	15 997 059 900	15 533 047 136	+ 464 012 764	+ 3,0%
Pertes — transformation et transport	623 697 644	654 228 150	- 30 530 506	− 4,7%
Pertes — % de la production nette et achats	3,9%	4,2%		
Total de l'énergie distribuée	15 373 362 256	14 878 818 986	+ 494 543 270	+ 3,3%
Ventes				
Livraisons en bloc				
Usage industriel	784 073 518	743 584 814	+ 40 488 704	+ 5,4%
Usage général	4 278 219 686	3 865 386 058	+ 412 833 598	+ 10,7%
Usage domestique	1 282 741 407	1 227 162 254	+ 55 579 153	+ 4,5%
Consom. annuelle moyenne par abonnement domestique	2 712 798 310	2 485 627 752	+ 227 170 558	+ 9,1%
Éclairage des rues	12 396	11 589		
Total des ventes à l'intérieur de la province	54 753 849	53 372 110	+ 1 381 439	+ 2,6%
Ventes par le biais des interconnexions	9 112 586 440	8 375 132 988	+ 737 453 452	+ 8,8%
Total général des ventes	5 994 218 000	6 272 884 000	− 278 666 000	− 4,4%
Auto-consommation — centrales et autres installations	15 106 804 440	14 648 016 988	+ 458 787 452	+ 3,1%
Pertes totales	770 522 089	766 539 234	+ 3 982 825	+ 0,5%
Production brute et achats	889 889 801	884 656 823	+ 5 232 978	+ 0,6%
	16 767 216 300	16 299 213 045	+ 468 003 255	+ 2,9%

Bilan et statistiques relatives à l'exploitation

	31 mars 1985	31 mars 1984	31 mars 1983	31 mars 1982	31 mars 1981
Puissance installée — kW	3 189 976	3 136 576	3 136 576	2 506 576	2 526 576
Production brute et achats — kW.h	16 767 216 300	16 299 213 045	12 161 686 535	12 288 083 650	12 543 699 255
Total de l'énergie distribuée — kW.h	15 373 362 256	14 878 818 986	10 995 271 349	11 210 412 580	11 523 189 151
Revenu global	834 207 263 $	768 678 286 $	545 636 447 $	514 640 146 $*	453 031 722 $**
Total des dépenses et des affectations	828 600 337 $	767 725 791 $	534 257 771 $	502 186 714 $	449 247 252 $**
Immobilisations, y compris les projets en cours	2 857 840 021 $	2 774 479 060 $	2 705 614 539 $	2 511 221 676 $	2 344 262 161 $
Actif à court terme	190 109 693 $	177 891 920 $	61 419 544 $	273 381 451 $	154 761 706 $
Passif à court terme	308 998 965 $	283 747 745 $	190 535 732 $	221 093 012 $	230 849 430 $**
Stocks	78 457 910 $	64 455 755 $	68 584 572 $	33 621 120 $	42 626 242 $
Dette nette à long terme	2 106 991 689 $	2 103 023 347 $	2 213 530 056 $	2 190 964 432 $	1 961 663 406 $
Actif du fonds d'amortissement	274 643 769 $	211 802 150 $	158 452 216 $	122 889 965 $	94 797 121 $
Amortissement accumulé	484 942 575 $	415 100 166 $	346 407 214 $	303 841 039 $	269 119 450 $
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	311 780 781 $	$274 414 855 $	239 461 621 $	214 510 701 $	169 462 349 $**
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	796 723 356 $	689 515 021 $	585 868 835 $	518 351 740 $	438 581 799 $**
Total des réserves et des bénéfices conservés dans l'entreprise en pourcentage des immobilisations	27,9%	24,9%	21,7%	20,6%	18,7%
Kilomètres de lignes de transport	6 033	5 805	5 721	5 714	5 702
Kilomètres de circuits de distribution	25 285	22 986	22 236	21 718	21 168
Nombre d'abonnements domestiques	218 837	214 478	209 751	206 410	204 134
Nombre d'abonnements industriels	1 478	1 450	1 415	1 373	1 377
Nombre d'abonnements — usage général	18 283	17 804	17 506	17 268	17 088
Nombre d'abonnements — éclairage des rues	2 199	2 145	2 099	2 079	2 045
Nombre total d'abonnements	240 797	235 877	230 749	227 130	224 644

* Comprend le poste extraordinaire ** Montant redressé

Carte du réseau



Données sur les centrales
Légende

Énergie NB en bref

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est une société provinciale de la Couronne sous propriété publique instituée en 1920 en vertu de la Loi sur l'énergie électrique.

Énergie NB fournit l'électricité directement à près de 240 797 abonnés et indirectement à 37 669 autres par le biais des ventes aux entreprises municipales. Les effectifs de l'entreprise sont d'environ 2500 employés permanents et temporaires travaillant en différents endroits de la province. Le total de son actif se chiffre à plus de $2,8 milliards. Son réseau comprend quatorze centrales, d'une puissance installée globale de 3 190 MW, et les installations de transport et de distribution connexes.

Le réseau d'Énergie NB est interconnecté avec ceux des entreprises avoisinantes du Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Angleterre. Tout en assurant à ses abonnés de la province une sécurité d'alimentation accrue, les interconnexions permettent aux entreprises participantes de faire des transactions avantageuses importantes. Grâce aux bénéfices qui découlent de l'achat et de la vente de grandes quantités d'énergie par le biais des interconnexions, Énergie NB peut maintenir les tarifs d'électricité au Nouveau-Brunswick à un niveau considérablement inférieur à ce qu'il aurait été autrement possible.

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

For English copies of this report contact:
The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

ISSN 0382 2990